

## Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Endbericht, April 2018

[www.ewi.research-scenarios.de](http://www.ewi.research-scenarios.de)

## **AUTOREN EWI ENERGY RESEARCH & SCENARIOS**

**Dr. Stefan Lorenczik**

**Max Gierkink**

**Lukas Schmidt**

**Oliver Hennes**

## **AUTOREN EF.RUHR**

**Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz**

**Dr.-Ing. Marco Greve**

**Dr.-Ing. Ulf Häger**

**Christian Wagner**

**Maik Tretschock**

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
1.1	Hintergrund und Ziele der Studie .....	5
1.2	Aufbau der Studie .....	7
1.3	Internationale, europäische und nationale Klimaschutzziele.....	9
<b>2</b>	<b>Szenariendefinition</b> .....	<b>12</b>
2.1	Basisszenarien und Sensitivitäten .....	12
2.1.1	Basisszenarien .....	12
2.1.2	Sensitivitäten .....	14
2.2	Zentrale Annahmen .....	17
2.3	Modellierung der Szenarien .....	21
2.3.1	Klimaziele .....	21
2.3.2	Gebäudesektor.....	23
2.3.3	Verkehrssektor.....	25
2.3.4	Industriesektor.....	28
2.3.5	Energiesektor .....	30
2.3.6	Stromnetze (ef.Ruhr) .....	34
<b>3</b>	<b>Modellergebnisse</b> .....	<b>36</b>
3.1	Überblick Treibhausgasemissionen.....	36
3.2	Endverbrauchssektoren.....	37
3.2.1	Gebäudesektor.....	37
3.2.2	Verkehrssektor.....	44
3.2.3	Industriesektor.....	51
3.3	Energiesektor .....	54
3.3.1	Aggregierter Endenergieverbrauch.....	54
3.3.2	Synthetische Brennstoffe .....	56

3.3.3	Stromnachfrage.....	59
3.3.4	Stromerzeugung .....	60
3.3.5	Versorgungssicherheit.....	66
3.3.6	Stromaußenhandel .....	68
3.3.7	Energieimporte .....	70
3.4	Auswertung der Sensitivitäten.....	71
3.4.1	Sensitivität 1 - Sektorale Ziele 2030 .....	71
3.4.2	Sensitivität 2 - 95 % Treibhausgasminderung in 2050 .....	74
3.4.3	Sensitivität 3 - EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen .....	77
3.4.4	Sensitivität 4 - Erhöhte Gaspreise .....	80
<b>4</b>	<b>Implikationen für Energienetze .....</b>	<b>83</b>
4.1	Stromnetze (ef.Ruhr) .....	83
4.1.1	Übertragungsnetze .....	83
4.1.2	Verteilnetze .....	90
4.2	Gas- und Wärmenetze .....	97
4.2.1	Entwicklung des Gas- und Fernwärmebedarfs .....	97
4.2.2	Übersicht über die Verbrauchssektoren - Szenario Technologieoffen .....	98
4.2.3	Nutzung bestehender Gas- und Wärmenetze .....	99
<b>5</b>	<b>Systemkosten.....</b>	<b>101</b>
5.1	Gesamtsystemkosten .....	101
5.2	Kostenbelastung nach Sektoren .....	103
5.2.1	Übersicht .....	103
5.2.2	Gebäudesektor.....	105
5.2.3	Industriesektor.....	106
5.2.4	Verkehrssektor .....	107
<b>6</b>	<b>Akteursperspektive .....</b>	<b>109</b>
6.1	Ökonomische Theorie und Status Quo .....	109

6.2	Preisentwicklung nach Abnehmerfall .....	111
6.2.1	Abnehmerfall 1 - Raumwärme- & Warmwasserbedarf eines Einfamilienhauses .....	111
6.2.2	Abnehmerfall 2 - Kraftstoffverbrauch eines Privat-PKWs.....	115
6.2.3	Abnehmerfall 3 - Prozesswärmebedarf eines energieintensiven Unternehmens .....	117
7	Weiterentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen .....	120
7.1	Stromerzeugung und Endverbrauchssektoren (ewi ER&S).....	120
7.1.1	Freier Wettbewerb zwischen Treibhausgasvermeidungsoptionen .....	120
7.1.2	Harmonisierung von Klimaschutzinstrumenten .....	122
7.1.3	Wettbewerbsfähigkeit, Energiekosten und Verteilungseffekte .....	124
7.1.4	Versorgungssicherheit - Koordination von Stromerzeugung und Netz.....	125
7.1.5	Weiterer Forschungsbedarf.....	126
7.2	Netzausbau (ef.Ruhr) .....	128
7.2.1	Übertragungsnetz.....	128
7.2.2	Verteilnetz .....	129
	Abbildungsverzeichnis.....	132
	Tabellenverzeichnis .....	136
	Literaturverzeichnis .....	137
	Abkürzungsverzeichnis .....	144
A.	Methodik.....	146
A.1	Optimierung des integrierten, europäischen Energiesystems mit DIMENSION+.....	146
A.2	Bestimmung des Netzausbaubedarfs (ef.Ruhr) .....	151
A.2.1	Übertragungsnetz.....	151
A.2.2	Verteilnetz .....	154
B.	Weitere Annahmen .....	171
B.1	Bevölkerungsentwicklung .....	171

B.2 Brennstoffpreise.....	171
B.2.1 Erdöl .....	171
B.2.2 Kesselkohle .....	172
B.2.3 Erdgas .....	172
B.3 Investitionskosten .....	173
B.3.1 Erneuerbare Energien.....	173
B.3.2 Batteriespeicher .....	174
B.3.3 Wärmespeicher .....	174
B.3.4 Wärmepumpen.....	175
B.3.5 Power-to-Gas.....	176
B.4 Verkehrssektor .....	177
B.5 Energiesektor .....	178
B.5.1 Kapazitätsentwicklung Interkonnektoren.....	178
B.5.2 Importkosten synthetischer Brennstoffe.....	178

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Hintergrund und Ziele der Studie

Die Bundesregierung hat sich mit der Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens im Jahr 2016 zu dem gemeinschaftlichen Ziel bekannt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu beschränken. Gemeinsam mit der Europäischen Union (EU) sollen eigene Minderungsziele für Treibhausgasemissionen sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene eingebracht werden.

Bereits im Energiekonzept 2011 hat die Bundesregierung den in den Vorjahren eingeschlagenen Kurs eines ambitionierten Klimaschutzes bekräftigt. Ende 2016 wurde der Weg zur Erreichung dieser Ziele durch den Klimaschutzplan 2050 konkretisiert. Das deutsche Primärziel, welches durch eine Reihe von Sekundärzielen ergänzt wird, ist eine Senkung der nationalen Treibhausgasemissionen um 80-95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990. Für die Zwischenjahre wurden Etapenziele formuliert, welche durch den Klimaschutzplan bis 2030 erstmals auch auf sektoraler Ebene festgelegt wurden.<sup>1</sup>

Aktuell deutet sich für das Jahr 2020 an, dass die Ziele sowohl auf europäischer<sup>2</sup> (minus 20 %) als auch nationaler<sup>3</sup> Ebene in Deutschland (minus 40 %) verfehlt werden. Dies verringert nicht nur den Klimaschutzbeitrag Deutschlands und Europas, soweit überplanmäßig ausgestoßene Treibhausgase nicht später zusätzlich eingespart werden. Eine Zielverfehlung gefährdet auch die Glaubwürdigkeit vor allem deutscher Klimaschutzbemühungen und hat damit eine negative Signalwirkung für die international zu tätigen Maßnahmen.

Aufgrund der dargestellten Entwicklung mehren sich kritische Stimmen auf nationaler Ebene, welche die aktuelle Strategie zur Erreichung der Klimaziele in Frage stellen. Die Bedenken konzentrieren sich dabei einerseits auf die Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen, Vorschriften und Förderprogramme, welche kein klares und kohärentes Konzept erkennen lassen. Andererseits wird die mangelnde Transparenz bei der Definition von (Teil-) Zielen, beispielsweise hinsichtlich der sektoralen Ziele für 2030, angesprochen.

Besonders im Wärmesektor stagnieren die Treibhausgasemissionen gegenwärtig: Die Sanierungsraten des Gebäudebestandes bleiben hinter den Erwartungen zurück, was zu - um wetterabhängige Schwankungen bereinigt - gleichbleibenden Emissionen des Gebäudesektors führt.<sup>4</sup> Auch die industriellen Prozessemissionen sind seit 2008 nahezu konstant. Im Verkehrssektor steigen die Emissionen seit 2008 aufgrund erhöhter Fahrleistung bei konstant hohen Neuzulassungsraten konventioneller Antriebstechnologien sogar an. Zusammen mit der Energiewirtschaft verursachen die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie fast 90 % der deutschen Treibhausgasemissionen.

---

<sup>1</sup> Vgl. BMUB (2016)

<sup>2</sup> Vgl. IEA (2016) und European Commission (2016)

<sup>3</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staiß, & Ziesing (2016), Monopolkommission (2017) und BMUB (2017)

<sup>4</sup> Vgl. Sachverständigenrat für Umweltfragen (2017)

Vor diesem Hintergrund ist die verstärkte Sektorenkopplung ein vielversprechender Ansatz zur effektiven und kostengünstigen Erreichung der Klimaziele. Die Sektorenkopplung beinhaltet die energietechnische und -wirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und nicht energetischen Industrieprozessen. Ziel ist die effiziente Treibhausgasreduktion der Gesamtwirtschaft unter Nutzung aller sektorenübergreifenden Potentiale und Synergien. Aktuelle Studien legen dabei im Wesentlichen zwei unterschiedliche Schwerpunkte: Zum einen kann die Erreichung der Klimaziele durch eine verstärkte Elektrifizierung der Energieverbrauchssektoren erfolgen.<sup>5</sup> Zum anderen können die Treibhausgasemissionen in den Energieverbrauchssektoren indirekt über die Verwendung synthetischer Energieträger - erzeugt durch Power-to-X-Technologien (PtX, z. B. Power-to-Gas oder Power-to-Fuel) - gesenkt werden.<sup>6</sup>

Beide Optionen zeichnen sich durch verschiedene Vor- und Nachteile aus. Ihnen gemein ist eine (flexible) Erhöhung der Stromnachfrage, wodurch zusätzliche Stromerzeugung durch erneuerbare Energien besser genutzt werden kann. PtX-Technologien zeichnen sich dabei durch eine größere Flexibilität im Vergleich zu einer Elektrifizierung aus, da die Endenergienachfrage der Letztverbraucher von der Stromnachfrage der PtX-Prozesse entkoppelt wird. Dies ermöglicht eine bessere Koordination von (fluktuierender) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Endenergienachfrage. Die vorhandene Infrastruktur an Gas- und Wärme-/Kältenetzen fungiert dabei als günstiger, da bereits vorhandener, Energiespeicher. Die mit Power-to-X einhergehenden Umwandlungsverluste sprechen wiederum für eine direkte Nutzung des erzeugten Stroms. Aus diesen und weiteren Gründen (z. B. technologischer Fortschritt, Wirkung auf das Stromnetz) ist derzeit nicht klar, welche Pfade zur Treibhausgasreduktion in den einzelnen Sektoren kostenoptimal sind.

Weitere Fragen ergeben sich aus dem energiepolitischen Zieldreieck: Neben der Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit ist die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Endenergienachfrage für eine weitgehende Elektrifizierung des Wärmesektors ist beispielsweise etwa doppelt so hoch wie die Stromnachfrage. Zur Umsetzung dieser Elektrifizierung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind die Vorhaltung hoher Kraftwerkskapazitäten sowie ein deutlicher Ausbau der Stromnetze nötig.

Die vorliegende Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen nimmt diese Diskussion auf. Vor dem Hintergrund des energiepolitischen Zieldreiecks werden mögliche Optionen für eine mittel- und langfristige Zielerreichung aufgezeigt. Im Blickpunkt stehen dabei die Ermittlung kostenoptimaler Entwicklungspfade und deren Bedeutung für einzelne Akteure und die Identifikation möglicher Hemmnisse.

Hierbei werden sowohl Analysen über die (kostenseitig) optimale Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung durchgeführt als auch Fragen zu deren Umsetzung behandelt. Dabei sind neben der Setzung von Anreizen - möglichst durch Marktmechanismen - weitere Aspekte zu berücksichtigen. Diese umfassen unter anderem mögliche Verteilungseffekte durch sich ändernde Endverbraucherpreise sowie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. In diesem Spannungsfeld müssen

---

<sup>5</sup> Vgl. BMWI (2017)

<sup>6</sup> Vgl. ewi Energy Research & Scenarios (2017), dena (2017b) und enervis energy advisors GmbH (2017)

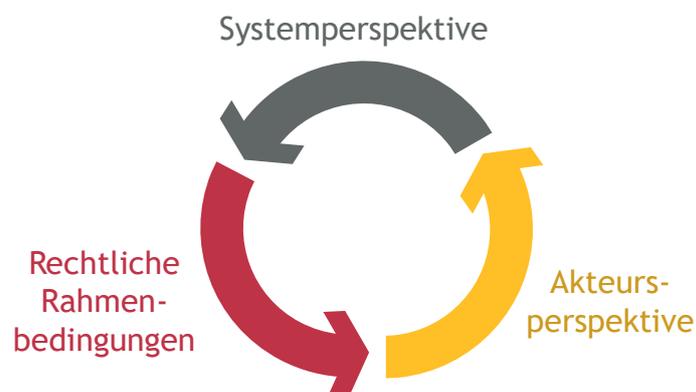
regulatorische Rahmenbedingungen Anreize für die Marktakteure (Industriesektoren, Haushalte, Kraftwerks- und Netzbetreiber) setzen, sodass individuelle Handlungen an der für das Gesamtsystem optimalen Umsetzung der Sektorenkopplung ausgerichtet sind. Ein weiterer zentraler Aspekt ist die gesellschaftliche Akzeptanz, prominente Beispiele sind hier der Netzausbau und die weitere energetische Flächennutzung für Onshore-Windenergieanlagen.

Zusätzlich werden die Implikationen möglicher zukünftiger Energiesysteme für Nordrhein-Westfalen untersucht. Die strukturellen Rahmenbedingungen des Energiesystems unterscheiden sich von denen in anderen Bundesländern: Ein Großteil des Stroms wird durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, es sind viele energieintensive Industrien ansässig und die Bevölkerungsdichte ist sehr hoch. Deshalb wird in der Studie explizit auf Auswirkungen auf die hiesige Energieinfrastruktur, die Marktakteure in NRW sowie den möglichen Beitrag zur Sektorenkopplung eingegangen.

Die Studie wurde federführend von ewi ER&S erstellt. Die Beiträge der ef.Ruhr, maßgeblich in der Analyse der Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf, sind entsprechend gekennzeichnet.

## 1.2 Aufbau der Studie

Um eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems bezüglich der Kriterien Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, muss das Energiesystem aus verschiedenen Perspektiven betrachtet werden (siehe Abbildung 1).



**ABBILDUNG 1: PERSPEKTIVEN AUF DAS ENERGIESYSTEM UND WECHSELWIRKUNGEN**

*Quellen: Eigene Darstellung*

Nach einer Einführung in die dieser Studie zu Grunde liegenden Annahmen und berechneten Szenarien in Kapitel 2 erfolgt daher eine sukzessive Analyse der verschiedenen Perspektiven auf das Energiesystem.

## Systemperspektive

Die Systemperspektive (siehe Kapitel 3 bis 5) zeigt mögliche techno-ökonomische Entwicklungspfade auf. Im Vordergrund steht dabei die Identifikation eines kostenoptimalen Pfades. Dazu wird unter exogen gegebenen Rahmenbedingungen (beispielsweise Rohstoffkosten) und Zielsetzungen (etwa Klimaziele) eine möglichst kostengünstige Weiterentwicklung des Energiesystems bestimmt. Dies erfolgt mittels des von ewi ER&S entwickelten Energiesystemmodells DIMENSION+ (siehe Anhang A.1). Ergänzt wird die Systemanalyse durch eine detaillierte Netzbetrachtung durch die ef.Ruhr in Abschnitt 4.1 (siehe Anhang A.2).

Bei der Ermittlung des kostenoptimalen Pfades ist das Ziel explizit nicht eine Prognose der zukünftigen Entwicklung vorzunehmen. Auch dient der ermittelte Entwicklungspfad nicht als Blaupause für eine wünschenswerte und anzustrebende Entwicklung, welche lediglich durch entsprechende Gesetze und Vorschriften in die Tat umgesetzt werden müsste.

Ziel der Szenarien ist vielmehr die Analyse von Systemzusammenhängen. Dabei soll ein besseres Verständnis der zugrundeliegenden Mechanismen sowie wichtiger Treiber und Einflussfaktoren geschaffen werden. Der Fokus der Optimierung liegt dabei naturgemäß auf quantifizierbaren Größen. Diese umfassen im Wesentlichen Kostendaten. Weitere wichtige Aspekte bei der Identifikation einer gesellschaftlich wünschenswerten Entwicklung wie Verteilungseffekte, Umweltwirkungen von Windenergieanlagen oder aktive Bürgerbeteiligung an der Energiewende werden nicht explizit berücksichtigt. Sie können lediglich durch eine geeignete Wahl der Rahmenbedingungen - beispielsweise bei der zur Verfügung stehenden Ausbaufäche von Windenergieanlagen - abgebildet werden.

Die Bestimmung des gewünschten Entwicklungspfades auf dem Weg zur angestrebten Treibhausgasminde rung des Energiesystems obliegt daher dem gesellschaftlichen Diskurs und muss entsprechend von politischen Entscheidungsträgern unter Abwägung zahlreicher Aspekte erfolgen. Die Systemanalyse dient dabei als Entscheidungsunterstützung und schafft Transparenz. Dadurch wird eine solide Grundlage für Entscheidungen geschaffen.

## Akteursperspektive

Die Systemperspektive erlaubt die Identifikation einer kostenoptimalen Entwicklung innerhalb eines Szenarios. Dabei vernachlässigt werden jedoch bestimmte Handlungsmotive der Akteure innerhalb des Energiesystems. Diese stehen in Kapitel 6 im Mittelpunkt der Analyse. Zentrale Treiber für das Akteursverhalten sind die auf die Energieträger erhobenen Umlagen und Steuern. Diese beeinflussen die von Verbrauchern zu tragenden Kosten, was wiederum Einfluss auf beispielsweise die Wahl der verwendeten Heizungstechnologien hat. So sind nur etwa 26 % der Strombezugskosten für einen beispielhaften Einfamilienhaushalt (Stand: 2015) auf originäre Stromgestehungskosten zurückzuführen. Die verbleibenden 74 % setzen sich aus Steuern und Umlagen zusammen.<sup>7</sup> Im

---

<sup>7</sup> Diese beinhalten Stromerzeugungs-, Vertriebs- und Netzkosten (siehe Abschnitt 6.2.1).

Falle von Gas beträgt der Anteil staatlich induzierter Kosten dagegen lediglich 45 % des Endverbraucherpreises. Dies führt zu Verzerrungen im Wettbewerb der Technologien und letztlich zu ineffizienten Entwicklungen.

In der vorliegenden Studie werden die skizzierten Hemmnisse für eine effiziente Umsetzung der Sektorenkopplung analysiert. Dies erfolgt exemplarisch für verschiedene Endverbraucher und Abnehmerfälle. Die Analyse bildet die Grundlage für die Identifikation von Handlungsoptionen und Handlungsempfehlungen für eine Revision der aktuellen Umlagen- und Abgabensystematik.

### Rechtliche Rahmenbedingungen

Aufbauend aus den gewonnen Erkenntnissen hinsichtlich der systemischen Zusammenhänge und den aktuellen Anreizen für Marktakteure werden Empfehlungen erarbeitet (siehe Kapitel 7). Diese beinhalten Hinweise bezüglich des Anpassungsbedarfs des regulatorischen Rahmens sowohl für Stromerzeugung und Endverbrauchssektoren durch ewi ER&S (siehe Abschnitt 7.1.) als auch für Netzausbau durch ef.Ruhr (siehe Abschnitt 7.2). Ergänzend wird ein Ausblick zu weiterem Forschungsbedarf gegeben.

Im Mittelpunkt der Erarbeitung stehen Optionen zur Schaffung von Rahmenbedingungen, unter denen sich aus Systemperspektive vorteilhafte Entwicklungspfade und das Verhalten der Akteure einander annähern. Im Mittelpunkt steht die Schaffung eines möglichst unverzerrten Wettbewerbs zwischen den Technologieoptionen unter Berücksichtigung einer verursachungsgerechten Kostenallokation. Dabei müssen sowohl die gesetzten internationalen, europäischen und nationalen Klimaziele ebenso wie die regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. So muss bei den deutschen Emissionszielen beispielsweise das europäische Klimaschutzinstrument des Emissionshandels und die gegenseitigen Wechselwirkungen bedacht werden.

## 1.3 Internationale, europäische und nationale Klimaschutzziele

Als Diskussionsgrundlage und gegebenem rechtlichem Rahmen dieser Studie werden folgend die Klimaschutzziele aufgeschlüsselt und ordnungsrechtlich erklärt.

Das Pariser Klimaabkommen wurde Ende 2015 auf der UN-Klimakonferenz der Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen<sup>8</sup> verabschiedet. Erklärtes Ziel des Abkommens ist eine Begrenzung der von Menschen verursachten Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten. Erreicht werden soll dieses Ziel durch eine Minderung der weltweiten Treibhausgasemissionen.

Aufbauend auf diesem Gesamtziel erstellen die Mitgliedsländer nationale Pläne für den individuellen Beitrag zur Erreichung der gesetzten Ziele. Diese National Determined Contributions (NDCs)<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) mit aktuell 197 Mitgliedsstaaten von denen 169 das Pariser Abkommen ratifiziert haben (Stand November 2017).

<sup>9</sup> Bereits zur Pariser Konferenz wurden Absichtserklärungen in Form von *Intended Nationally Determined Contribution* verfasst.

werden in nationales Recht überführt und sollen alle fünf Jahre überprüft und hinsichtlich der gesetzten Ziele verschärft werden.

Die Europäische Union und ihre 28 Mitgliedsländer haben bereits im März 2015 ihre gemeinsamen Intended Nationally Determined Contributions (INDCs) vorgelegt. Diese sehen bis 2030 eine Reduktion von Treibhausgasen um mindestens 40 % gegenüber 1990 vor. Das Ziel schließt sektorenübergreifend sämtliche Emissionen ein und soll aggregiert über alle Länder erreicht werden. Für den Zeitraum bis 2020 wurden im Klima- und Energiepaket 2020 drei Kernziele festgelegt: Eine Senkung der Treibhausgase um 20 % (gegenüber 1990), eine Energieerzeugung aus erneuerbaren Energie von 20 % sowie eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 %.<sup>10</sup> Für den langfristigen Zeitraum bis 2050 wurde zudem das Ziel ausgegeben die Treibhausgase um mindestens 80 % (60 % bis 2040; gegenüber 1990) zu senken.

Der EU-Emissionshandel (EU ETS) bestimmt die Entwicklung der Treibhausgase im Energiesektor, in energieintensiven Industriebranchen und im innereuropäischen Luftverkehr. Für die übrigen Sektoren (Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Abfall) wurden im Rahmen der Entscheidung zur Verteilung der Lasten (Effort Sharing Decision, ESD) zusätzliche Vorgaben für die einzelnen Mitgliedsstaaten für den Zeitraum bis 2020 festgelegt. Für Deutschland ist eine Reduktion bis 2020 von 14 % (gegenüber 2005) vorgesehen. Zur Erreichung der für den Zeitraum von 2021 bis 2030 beschlossenen Treibhausgas-Ziele hat die EU-Kommission im Rahmen der neuen Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) im Juli 2016 eine Minderung von 38 % bis 2030 (gegenüber 2005) in den nicht-EU ETS Sektoren in Deutschland vorgeschlagen. Sowohl für den Zeitraum bis 2020 als auch bis 2030 wird in den jeweiligen Vorgaben explizit die Möglichkeit eines Transfers von Emissionsrechten zwischen Mitgliedsstaaten eingeräumt.<sup>11</sup> Zugleich sieht der aktuelle Vorschlag zur Lastenteilungsverordnung in begrenztem Umfang eine Verschiebung von Emissionsrechten aus dem EU ETS in nicht-EU ETS Sektoren vor. Die skizzierte Flexibilität bei der Erfüllung der Ziele innerhalb und zwischen den EU ETS und nicht-EU ETS Sektoren soll in Summe eine kosteneffiziente Zielerreichung sicherstellen.

Ergänzend zu und abgeleitet von den internationalen und europäischen Zielen und Vorgaben hat sich Deutschland mit dem Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm aus dem Jahr 2007, dem Energiekonzept aus dem Jahr 2010 und den Beschlüssen von 2011<sup>12</sup> weitere nationale (territoriale) Ziele gesetzt: Die gesamten nationalen Treibhausgase sollen im Vergleich zum Basisjahr 1990 um 40 % (bis 2020), 55 % (bis 2030), 70 % (bis 2040) und 80-95 % (bis 2050) gesenkt werden.<sup>13</sup> Die Messung der Zielerreichung erfolgt dabei auf Basis des Quellprinzips: Emissionen werden der nationalen Treibhausgas-Bilanz zugerechnet, sofern diese innerhalb der nationalen (territorialen) Grenzen auftreten. Der Verursacher der Emissionen bleibt unbeachtet (im Gegensatz zum

---

<sup>10</sup> Weitere (Teil-) Ziele bis 2030 sowie langfristige Ziele bis 2050 wurden in der EU vereinbart, vgl. European Commission (2017).

<sup>11</sup> Vgl. European Commission (2017b) und European Commission (2017c)

<sup>12</sup> Vgl. Deutscher Bundestag (2011)

<sup>13</sup> Es existieren weitere Teilziele wie etwa hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien sowohl erzeugungsseitig als auch auf Seiten des Verbrauchs sowie der Energieeffizienz.

Verursacherprinzip<sup>14</sup>). Dies hat zur Folge, dass z. B. Emissionen für die Erzeugung importierten Stroms in der Treibhausgas-Bilanz nicht berücksichtigt werden - Emissionen für Exportstrom dagegen schon. Zugleich sind in den nationalen Zielen keine der zuvor skizzierten flexiblen Mechanismen der EU-Ebene vorgesehen, welche die kosteneffiziente Zielerreichung sicherstellen sollen.

---

<sup>14</sup> Hierbei werden die Treibhausgasemissionen auf Seiten des Verbrauchers bilanziert. Dies verlangt die Erfassung der gesamten Emissionen der vorgelagerten Wertschöpfungskette eines Produktes.

## 2 SZENARIENDEFINITION

### 2.1 Basisszenarien und Sensitivitäten

Im Rahmen der Studie werden zunächst drei Basisszenarien betrachtet. Das *Referenzszenario (RF)* repräsentiert eine Fortschreibung der Entwicklungen in den untersuchten Sektoren gemäß der aktuellen Rahmenbedingungen. In Szenario *Elektrifizierung Endenergieverbrauch (EEV)* wird von einer über alle Sektoren hinweg weitreichenden Elektrifizierung ausgegangen. In Szenario *Technologieoffen (TO)* werden nur geringfügige Vorgaben zu technologischen Entwicklungen oder anderen Rahmenbedingungen gemacht. So werden volkswirtschaftlich optimierte Pfade für die Erreichung der nationalen Klimaziele berechnet.

Das Szenario *TO* bildet die Ausgangsbasis für die im Studienverlauf untersuchten Sensitivitäten. Hier wird untersucht, wie dieser kostenminimierte Entwicklungspfad sich bei der Variation einzelner Rahmenbedingungen verändert. Alle Sensitivitäten basieren auf den im Rahmen des Szenarios *TO* getroffenen Annahmen. Insgesamt werden vier Sensitivitäten untersucht. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Szenarioarchitektur.

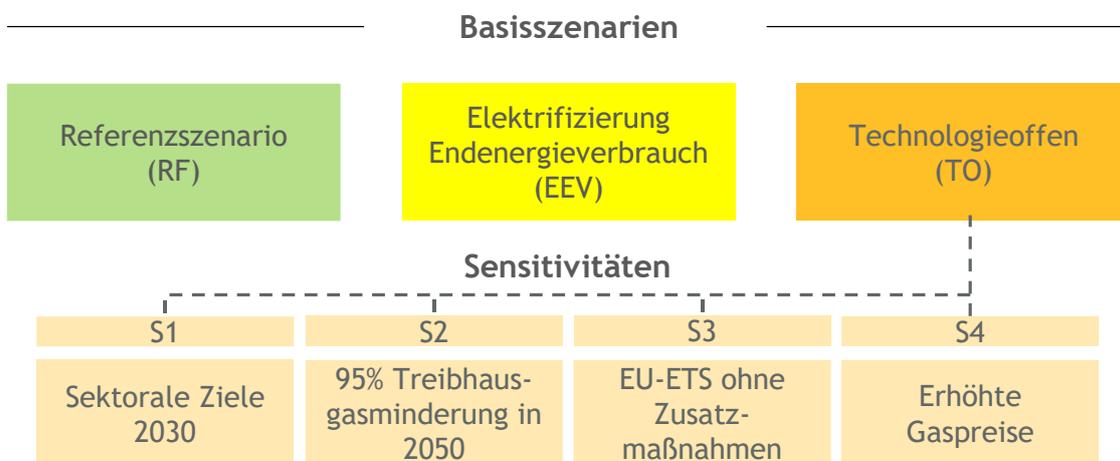


ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT BASISSENARIEN UND SENSITIVITÄTEN

Quellen: Eigene Darstellung

#### 2.1.1 Basisszenarien

##### Referenzszenario

Das *Referenzszenario (RF)* repräsentiert eine Fortschreibung der Entwicklungen in den untersuchten Sektoren gemäß der aktuellen Rahmenbedingungen. Das Szenario dient als Referenzwert für die Ergebnisse und Kosten der übrigen Szenarien. Ein zentraler Punkt ist, dass aus den getroffenen

Annahmen bereits Kosten entstehen, welche über ein Weiter-wie-Bisher Szenario hinausgehen. Eine detaillierte Darstellung der Annahmen erfolgt in Abschnitt 2.2.

Die Einhaltung der nationalen Klimaziele in den betrachteten Stützjahren bis 2050 ist nicht verpflichtend. Die Emissionsgrenzen des EU ETS sind hingegen für die betreffenden Sektoren bindend.

Im Gebäudesektor wird die aktuelle Sanierungsrate von ca. 1,1 % pro Jahr fortgeschrieben. Elektrische Wärmepumpen stellen per Annahme bis 2050 ca. 15 % der Heizungstechnologien. Im Industriesektor steigt der Anteil der Bereitstellung von Prozesswärme durch elektrische Wärmeerzeugung moderat an. Im Verkehrssektor wird ein Anstieg des Anteils reiner Elektrofahrzeuge angenommen. Dieser beträgt bis 2050 ca. 15 % (PKW), 28 % (Leichte Nutzfahrzeuge) beziehungsweise 5 % (LKW). Im Energiesektor erfolgt zudem ein Ausbau der erneuerbaren Energien auf Basis der Mindestausbaupfade bis 2030.

### **Szenario Elektrifizierung Endenergieverbrauch**

In Szenario *Elektrifizierung Endenergieverbrauch (EEV)* wird von einer über alle Sektoren hinweg weitreichenden Elektrifizierung ausgegangen. Das Szenario ist ein in weiten Teilen annahmegetriebenes Szenario und orientiert sich an aktuellen energiepolitischen Positionen zum Thema Sektorkopplung, welche die Klimaziele im Wesentlichen über eine Elektrifizierung des Endenergieverbrauches erreichen wollen. Eine detaillierte Darstellung der Annahmen erfolgt in Abschnitt 2.2

Die nationalen Klimaziele sind für alle dargestellten Stützjahre verpflichtend. Im Jahr 2050 wird eine Reduktion der Treibhausgase von 80 % gegenüber 1990 erreicht. Das EU ETS ist für die betreffenden Sektoren bindend. Zur Zielerreichung in Deutschland wird davon ausgegangen, dass alle Sektoren gleichmäßig, das heißt entsprechend ihrer Treibhausgas-Vermeidungskosten, beitragen. Dies führt zu einer effizienten Zielerreichung. Für die Sektoren im EU ETS kann das nationale Zusatzmaßnahmen bedeuten.

Im Gebäudesektor wird von einem schnell steigenden Anteil elektrischer Wärmepumpen ausgegangen. Diese stellen bis 2050 etwa zwei Drittel der Heizungstechnologien. Im Verkehrssektor dominieren reine Elektroautos den Markt für PKWs und leichte Nutzfahrzeuge mit jeweils ca. 65 %. Stromoberleitungen für LKWs haben einen Marktanteil von ca. 22 % und werden primär entlang hochfrequentierter Autobahnen installiert. Im Industriesektor erfolgt eine umfassende Elektrifizierung der Bereitstellung von Prozesswärme durch Power-to-Heat Anlagen. Im Stromsektor wird analog zu den anderen Szenarien ein Mindestausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 gemäß aktueller Gesetzeslage vorgegeben.

### **Szenario Technologieoffen**

In Szenario *Technologieoffen (TO)* erfolgt keine Festlegung auf bestimmte Technologien. Im Gegensatz zu den übrigen Basisszenarien werden nur geringfügige Vorgaben zu technologischen Entwicklungen oder anderen Rahmenbedingungen gemacht. Basierend auf aktuellen Annahmen für die Kostenentwicklung der Technologien in den Sektoren, werden volkswirtschaftlich optimierte

Pfade für die Erreichung der nationalen Klimaziele berechnet. Dieses Szenario dient der Ermittlung eines kostenminimalen Entwicklungspfades. Im weiteren Verlauf der Studie wird im Rahmen verschiedener Sensitivitäten untersucht, wie dieser Pfad sich bei der Variation einzelner Rahmenbedingungen verändert. Eine detaillierte Darstellung der Annahmen erfolgt in Abschnitt 2.2.

Die nationalen Klimaziele sind für alle dargestellten Stützjahre verpflichtend. Im Jahr 2050 wird eine Reduktion der Treibhausgase von 80 % gegenüber 1990 erreicht. Das EU ETS ist für die betreffenden Sektoren bindend. Zur Zielerreichung in Deutschland wird davon ausgegangen, dass alle Sektoren entsprechend ihrer Treibhausgas-Vermeidungskosten beitragen. Dies führt zu einer effizienten Zielerreichung. Für die Sektoren im EU ETS kann das nationale Zusatzmaßnahmen bedeuten.

Im Gebäudesektor werden keine Vorgaben für die Entwicklung der Heizungstechnologien oder Sanierungsraten gemacht. Die Zusammensetzung der Fahrzeugflotten für alle Kategorien ist ebenfalls nicht vorgegeben und wird modellendogen bestimmt. Im Industriesektor wird von einem Einsatz der kostengünstigsten Technologien für die Bereitstellung von Prozesswärme beziehungsweise mechanischer Energie ausgegangen. Lediglich im Energiesektor wird analog zu den anderen Szenarien ein Mindestausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 gemäß aktueller Gesetzeslage vorgegeben.

## 2.1.2 Sensitivitäten

### Sensitivität 1: Sektorale Ziele 2030

Alle Sensitivitäten basieren auf den im Rahmen des Szenarios *T0* getroffenen Annahmen. Zusätzlich werden für das Jahr 2030 nationale Klimaziele auf sektoraler Ebene gemäß Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung berücksichtigt. Die Entwicklung in der Land- und Abfallwirtschaft (Sonstige) werden als exogen gegeben angenommen. Der vorgegebene Pfad orientiert sich am Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung.<sup>15</sup>

Abbildung 3 zeigt eine Übersicht der Ziele zur Treibhausgasminderung gegenüber 1990 je Sektor. Die sektoralen Klimaziele für das Jahr 2030 ergeben in Summe das nationale Klimaziel von 55 % Treibhausgasminderung gegenüber 1990. Da für die Stützjahre 2040 und 2050 keine Zielvorgaben gesetzt wurden, werden die Ziele bis 2050 lediglich moderat fortgeschrieben. Das bedeutet, dass die sektoralen Ziele in 2040 beziehungsweise 2050 eine Mindesteinsparung darstellen. Die Summe der sektoralen Ziele ist nicht äquivalent zur Erfüllung des nationalen Gesamtziels. In 2040 verbleibt beispielsweise eine Lücke von 134 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq (206 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2050) zur Erfüllung des bindenden nationalen Klimaziels. Die Einsparungen erfolgen in den Sektoren mit den kostengünstigsten Treibhausgasvermeidungsoptionen.

---

<sup>15</sup> Vgl. BMUB (2016)

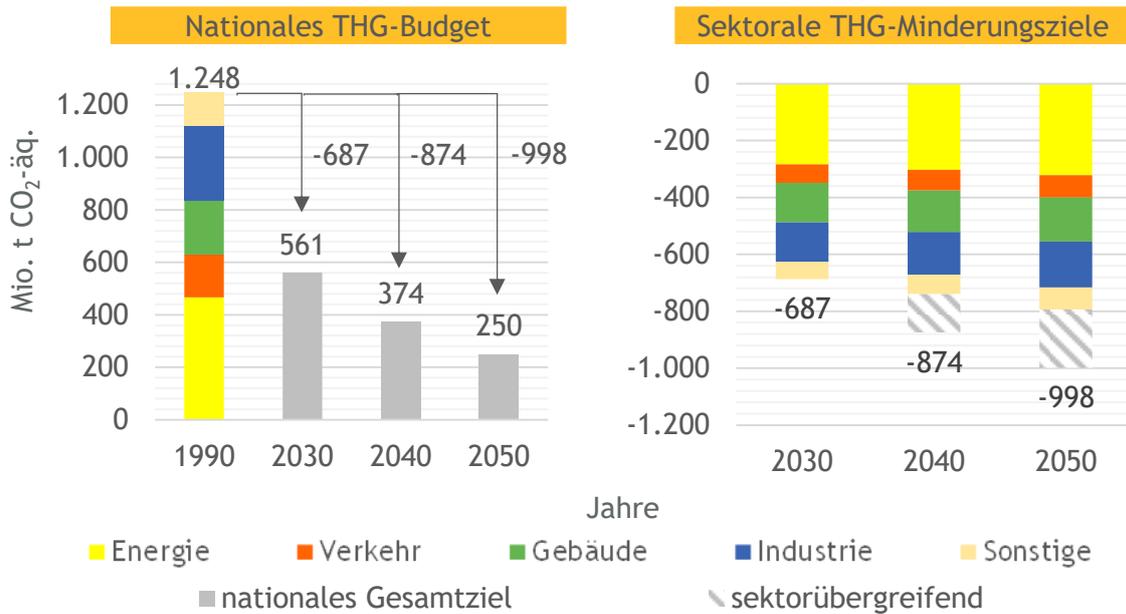


ABBILDUNG 3: S1 SEKTORALE KLIMAZIELE - ÜBERBLICK KLIMAZIELE JE STÜTZJAHR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMUB (2016)

Ziel ist es festzustellen, ob aus sektoralen Zielvorgaben - im Vergleich zur Treibhausgasminderung auf Basis der über alle Sektoren günstigsten Vermeidungsoptionen - Verzerrungen resultieren.

### Sensitivität 2: 95 % Treibhausgasminderung in 2050

Alle Sensitivitäten basieren auf den im Rahmen des Szenarios *TO* getroffenen Annahmen. In Sensitivität 2 wird das nationale Klimaziel zusätzlich an die obere Grenze des Zielkorridors (80 % bis 95 %) der klimapolitischen Ziele für 2050 angehoben. Um eine realitätsnahe Abbildung des Reduktionspfades sicherzustellen, wird für das Stützjahr 2040 das nationale Klimaziel von 70 % auf 75 % erhöht.

Das Ziel von 95 % Treibhausgasminderung erfordert eine Reduktion der deutschen Treibhausgase auf 62 Mio. t in 2050. Ein Großteil des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets wird von Emissionen in Land- und Abfallwirtschaft (50 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) beansprucht. Diese werden nicht explizit im Modell berücksichtigt, sondern folgen einem exogen angenommenen Minderungspfad. Ziel ist es festzustellen, wie sich die Ergebnisse des Basisszenarios verändern wenn das nationale Klimaziel für 2050 auf 95 % Treibhausgasminderung gegenüber 1990 angehoben wird.

### Sensitivität 3: EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen

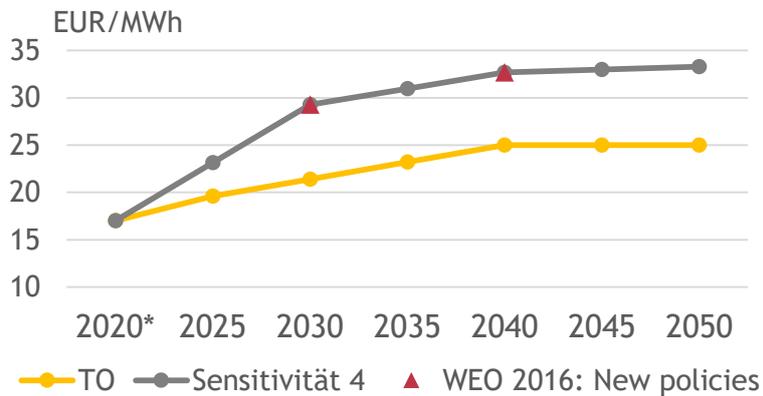
Alle Sensitivitäten basieren auf den im Rahmen des Szenarios *TO* getroffenen Annahmen. Im Basisszenario *TO* wird von einer effizienten Zielerreichung über alle Sektoren ausgegangen. Das bedeutet eine Reduktion der Treibhausgase basierend auf den über alle Sektoren günstigsten Vermeidungsoptionen. Dies kann in den EU ETS Sektoren nationale Zusatzmaßnahmen erforderlich machen.

In der Sensitivität werden annahmegemäß keine zusätzlichen Maßnahmen in den EU ETS Sektoren ergriffen. Die Treibhausgase werden allein durch den Emissionspreis des EU ETS reguliert. Das verbleibende Emissionsbudget für die übrigen Sektoren errechnet sich aus dem deutschen Emissionsziel abzüglich der Emissionen der EU ETS-Sektoren.

Ziel ist es festzustellen, ob sich aus dem Zusammenspiel von EU ETS und nationalen Klimazielen Verzerrungen zwischen den Sektoren ergeben.

#### Sensitivität 4: Erhöhte Gaspreise

Alle Sensitivitäten basieren auf den im Rahmen des Szenarios *TO* getroffenen Annahmen. Ausgehend von der Beobachtung des Szenarios *TO* mit einer intensiven Nutzung von gasbasierten Technologien zur Emissionsvermeidung über alle Sektoren hinweg, wird zusätzlich von einer Erhöhung des Gaspreises ausgegangen. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die angenommene Entwicklung der Preise. Ziel ist es, eine detaillierte Beurteilung der Robustheit der Ergebnisse vorzunehmen. Der angepasste Gaspreises orientiert sich am Szenario New Policies des World Energy Outlook 2016<sup>16</sup>.



\* NCG-Natural-Gas-Year-Future, Notierung vom 6.11.2017

**ABBILDUNG 4: S4 ERHÖHTE GASPRISE - VERGLEICH GASPRISE MIT BASISSENARIO**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf IEA (2016)

<sup>16</sup> Vgl. IEA (2016)

## 2.2 Zentrale Annahmen

Zur Einordnung der Ergebnisse einer Studie ist es essentiell, ihre zugrundeliegenden zentralen Annahmen zu kennen. Diese werden im Folgenden dargestellt.

### Treibhausgasvermeidungsoptionen in EU ETS- und Nicht-EU ETS-Sektoren

Das Ziel der Studie ist die Ermittlung kostenoptimaler Entwicklungspfade zur Erreichung der nationalen Klimaziele bzw. zur Einhaltung nationaler Emissionsobergrenzen. Minimale Gesamtsystemkosten ergeben sich in dieser Studie, wenn sektorübergreifend (EU ETS- und Nicht-EU ETS-Sektoren) die günstigsten Treibhausgasvermeidungsoptionen gewählt werden.

Mit dem EU ETS existiert bereits ein Mechanismus, der die THG-Emissionen der unter das EU ETS fallenden Sektoren europaweit begrenzt. Dennoch kann es vor dem Hintergrund der Definition nationaler Klimaziele für eine kosteneffiziente Zielerreichung sinnvoll sein, über das EU ETS hinausgehende nationale Zusatzmaßnahmen umzusetzen. Das Vorgehen setzt voraus, dass entsprechende Anreizmechanismen für die Wahl der kosteneffizienten Vermeidungsoptionen auf Konsumentenseite vorhanden sind. Mit anderen Worten, es existiert ein Level Playing Field der Energieträger und Emissionskosten über alle Sektoren. Dies ist aufgrund der aktuellen Subventions-, Steuer- und Umlagesystematik in Deutschland nicht der Fall (siehe Kapitel 7 im Hauptteil).

Sektorale Klimaziele, wie im Klimaschutzplan 2050 des Bundes für das Jahr 2030 angegeben, werden aufgrund höherer Gesamtkosten in den Hauptszenarien nicht berücksichtigt (die Auswirkungen sektoraler Zielvorgaben werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 3 untersucht).

Es erfolgt keine Berücksichtigung zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzens durch Produktion, Einsatz und Export von Klimaschutztechnologien. Weiterhin können nicht-monetäre Präferenzen wie ökologisches Bewusstsein oder gesellschaftliche Trends nicht berücksichtigt werden.

### Bilanzierung von Treibhausgasemissionen nach Quellprinzip

Die Bilanzierung europäischer und nationaler Treibhausgasemissionen erfolgt auf Basis des Quellprinzips. Emissionen werden der nationalen Treibhausgas-Bilanz zugerechnet, sofern diese innerhalb der (territorialen) Grenzen auftreten. Während also zum Beispiel die frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die nationalen Klimaziele angerechnet wird, werden (emissionsintensive) Stromimporte aus dem Ausland nicht in der nationalen Treibhausgas-Bilanz berücksichtigt.

Dies birgt - ohne zusätzliche Instrumente zur Vermeidung von Ineffizienzen, wie z. B. die Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im EU ETS - die Gefahr von europaweit ineffizienten Maßnahmen sowie der Verlagerung von Emissionen und der Abwanderung von Industrie (Carbon Leakage) ins Ausland (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

### Versorgungssicherheit

Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass ausreichende Investitionsanreize für nationale Backup-Kapazitäten zur Verfügung stehen. Auch in Zeiträumen, in denen durch mangelnde

Sonneneinstrahlung und Schwachwind geringe Strommengen aus Windkraft- und PV-Anlagen erzeugt werden, kann die nationale Spitzenlast der Stromnachfrage nahezu vollständig ohne Importe gedeckt werden.

Backup-Kapazitäten sind dadurch gekennzeichnet, dass sie nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen. Typische Technologien für diese Verwendung stellen Gaskraftwerke, Gasturbinen, Dieselgeneratoren oder - für kurzfristige Spitzen - Stromspeicher dar. Mittelfristig können auch kohlebasierte Erzeugungskapazitäten als Backup zum Einsatz kommen.

Voraussetzung ist, dass entsprechende Anreizmechanismen für Errichtung und Betrieb der Backup-Kapazitäten vorhanden sind. Die notwendigen Anreize (z. B. Höhe und Dauer der Preisspitzen im Energy-only-Markt oder die Einführung eines Kapazitätsmechanismus) werden nicht spezifiziert.

Ein weiterer Aspekt von Versorgungssicherheit ist die gesicherte Verfügbarkeit synthetischer Brennstoffe. Diese spielen unter den Annahmen der Studie eine wichtige Rolle für die Erreichung der nationalen Klimaziele. Voraussetzung ist, dass Importe von Power-to-X Brennstoffen aus dem außereuropäischen Ausland gesichert zur Verfügung stehen.

Verfahren zur Herstellung synthetischer Brennstoffe werden unter dem Oberbegriff Power-to-X (PtX) zusammengefasst. Im Modell können sowohl innerhalb von Europa als auch im außereuropäischen Ausland (z. B. an Standorten mit günstigen EE-Potentialen in Nordafrika) PtX-Anlagen errichtet werden. Synthetische Brennstoffe können uneingeschränkt gehandelt werden. Aufgrund gleichzeitig sinkender Importe konventioneller Energieträger nehmen Energieimporte in Summe trotz steigender Importe synthetischer Brennstoffe deutlich ab.

### **Netzausbau**

In der Studie wird davon ausgegangen, dass der Ausbau der Stromnetze planmäßig erfolgt. Die Berechnung des Investitionsbedarfs im Stromnetz - Übertragungs- und Verteilnetz - erfolgt im Anschluss an die Szenarioberechnungen. Der Ausbau der Stromnetze ergibt sich direkt aus den Szenarioergebnissen und dem sich ergebenden Kraftwerkseinsatz.

Nicht berücksichtigt werden Akzeptanzprobleme. Es wird daher davon ausgegangen, dass sich der aus den Szenarioergebnissen ergebende notwendige Netzausbau realisiert werden kann. Jedoch stößt insbesondere der Ausbau von Freileitungssystemen in der Übertragungsebene auf Widerstand in der Bevölkerung. Eine Erdverkabelung der neu zu errichtenden Trassen würde eine deutliche Erhöhung der erforderlichen Investitionen zur Folge haben. Weitere Verzögerungen beim Netzausbau könnten auch zukünftig Einschränkungen für die Realisierung der Szenarioergebnisse (Ausbau erneuerbarer Energien sowie Elektrifizierung der Endenergiesektoren) bedeuten.

## Ausbau erneuerbarer Energien - insbesondere Wind Onshore

Die im Modell zugrunde gelegten Stromgestehungskosten von Wind Onshore, Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse führen zu einem starken Ausbau von Wind Onshore. Die Höhe des Gesamtpotenzials für Wind Onshore orientiert sich an in der aktuellen Literatur verfügbaren Abschätzungen und wurde mit 179 GW angenommen.<sup>17</sup>

Eine vollständige Realisierung des Potenzials von Wind Onshore entspricht mehr als einer Verdreifachung der in 2017 installierten Leistung von 51 GW bis 2050. Ausgehend von einer Leistung von etwa 3 MW je Windanlage (heute etwa 1,7 MW) würde daraus eine Verdopplung von heute (2017) rund 30.000 auf etwa 60.000 Anlagen resultieren. Die jährliche Zubaurate ist im Modell auf 4 GW (dies entspricht der mittleren Zubaurate von 2012 bis 2017) begrenzt. Hinsichtlich der durchschnittlichen Volllaststunden aller zum jeweiligen Zeitpunkt installierten Anlagen geht die Studie von einer vergleichsweise moderaten Erhöhung auf etwa 2.100 Volllaststunden (heute etwa 1.700) für Wind Onshore in 2050 aus. Eine weitere Erhöhung der Volllaststunden würde - ceteris paribus - die für die gleiche Stromerzeugmen-ge benötigte installierte Leistung senken.

Wind Offshore, Photovoltaik und Biomasse werden per Annahme mittelfristig bis zum Deckel der Mindestausbaupfade gemäß EEG 2017 ausgebaut. Langfristig wird in den Modellergebnissen Photovoltaik - im Gegensatz zu Wind Offshore und Biomasse - über den Mindestausbaupfad hinaus zugebaut, allerdings in geringerem Maße als Wind Onshore.

Nicht berücksichtigt werden Akzeptanzprobleme. Insbesondere der starke Zubau von Onshore-Windenergieanlagen kann auf Widerstand in der Bevölkerung stoßen. Onshore-Windparks weisen laut aktuellen Umfragen unter allen EE-Erzeugungsanlagen das niedrigste Akzeptanzniveau auf, insbesondere bei geringer Distanz zu Wohngebieten.<sup>18</sup> Offshore-Windparks sind dagegen weitgehend akzeptiert. Die aktuelle politische und gesellschaftliche Entwicklung zeigt, dass die zur Verfügung stehenden Flächenpotenziale durch Erhöhung der Mindestabstände zu Wohngebieten oder die Begrenzung von Waldflächen unsicher sind (bspw. 10-H-Regel in Bayern oder geplante Abstandsregelungen in NRW und Schleswig-Holstein).

Aufgrund von Akzeptanzproblemen und eingeschränkten Flächenpotenzialen für Wind Onshore könnte daher auch ein stärkerer Zubau von Wind Offshore und Photovoltaik sinnvoll sein.

## Industrielle Wertschöpfung

In der Studie wird von einem durchschnittlichen BIP-Wachstum von 1,2 % pro Jahr ausgegangen und nicht zwischen den Szenarien variiert. Die Entwicklung der industriellen Wertschöpfung basiert auf der Annahme, dass keine Verlagerung von Produktionsstätten ins Ausland - aufgrund eventueller Mehrkosten durch Klimaschutzmaßnahmen - erfolgt.

---

<sup>17</sup> Fraunhofer ISE (2015) schätzt das Potenzial für Deutschland auf insgesamt 189 GW. Die Einschätzung von BWE (2012) liegt mit 198 GW (2 % Flächenszenario) in einer ähnlichen Größenordnung. FfE (2016) hingegen schätzt das maximale Potenzial mit 322 GW deutlich höher ein.

<sup>18</sup> Vgl. Sonnberger & Ruddat (2016)

Viele Industriezweige stehen jedoch im internationalen Wettbewerb. Zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit wird davon ausgegangen, dass energie- und emissionsintensive Industrien von etwaigen Mehrkosten - welche aus einem im europäischen und internationalen Vergleich höherem Ambitionsniveau resultieren könnten - entlastet werden. Die Auswahl der Ausgleichsinstrumente bzw. -mechanismen wird nicht im Detail spezifiziert. Eine mögliche Weiterentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen wird überblicksartig diskutiert (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

### **Energieeffiziente Technologien und Gebäudesanierung**

Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass der Endenergiebedarf im Gebäude- und Verkehrssektor durch den Einsatz effizienter Technologien und die Erhöhung der Gebäudesanierungsrate deutlich gesenkt werden kann.

Im Verkehrssektor setzt diese Entwicklung eine Verbesserung des Wirkungsgrads konventioneller Antriebe (beispielsweise durch Hybridisierung) sowie den Einsatz neuer effizienterer Technologien (Elektro-, Gas- oder Brennstoffzellenautos) voraus. Im Gebäudesektor bedarf es einerseits zur Senkung des Wärmebedarfs einer fortschreitenden energetischen Sanierung der Wohngebäude. Es wird angenommen, dass die Sanierungsrate mit bis zu 2,5 % deutlich über dem aktuellen Stand von 1 % steigt. Andererseits kommen zunehmend Technologien mit höherer energetischer Effizienz zum Einsatz. Speziell moderne elektrische Wärmepumpen sind deutlich effizienter als z. B. veraltete Ölheizungen.

Voraussetzung ist, dass entsprechende Anreizmechanismen für den Einsatz kosteneffizienter Technologien sowie die Erhöhung der Sanierungsrate auf Verbraucherseite vorhanden sind. In der Praxis ist jedoch eine Vielzahl von Hemmnissen im Markt vorhanden. Eine mögliche Weiterentwicklung rechtlicher Rahmenbedingungen zum Abbau der Hemmnisse wird überblicksartig diskutiert (siehe Kapitel 8 im Hauptteil).

Mögliche Reboundeffekte werden nicht betrachtet. Der Reboundeffekt beschreibt, dass eine Erhöhung der Energieeffizienz den Energieverbrauch oft nicht proportional senkt. Beispiele sind eine Steigerung der Raumtemperatur nach dem Ersetzen ineffizienter Heizsysteme sowie die Erhöhung der Kilometerleistung als Reaktion auf eine größere Kraftstoffeffizienz des Fahrzeugs.

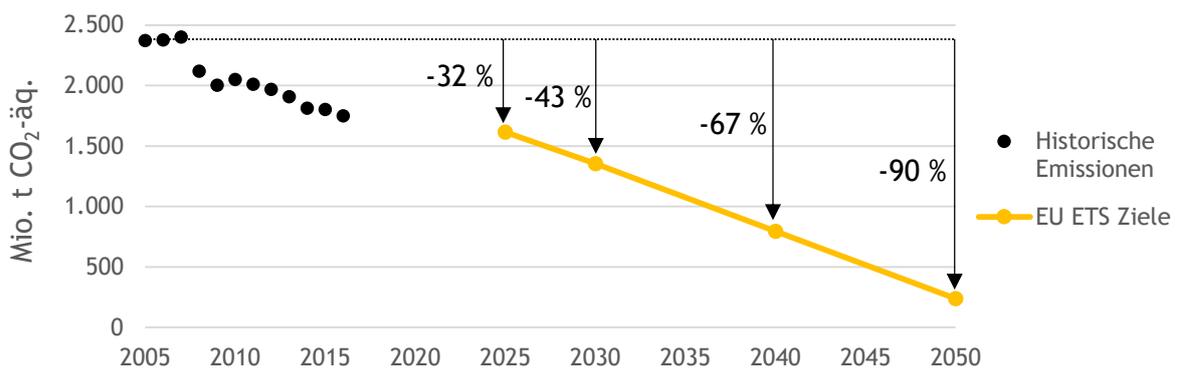
## 2.3 Modellierung der Szenarien

### 2.3.1 Klimaziele

Wie in Abschnitt 1.3 erläutert existieren sowohl internationale, europäische als auch nationale Klimaziele. Europäische und nationale Ziele entsprechen der Umsetzung der Vorgaben der jeweils vorgelagerten Ebene in konkretere und zum Teil ambitioniertere Ziele. In Hinblick auf die Erreichung der europäischen Ziele wird der europäische Emissionshandel entsprechend der aktuell geplanten Entwicklungspfade berücksichtigt. Des Weiteren werden auf nationaler Ebene gesetzte Emissionsreduktionsziele berücksichtigt.

#### Europäischer Emissionshandel

Analog zur Realität ist auch im Modell ein Mengenziel zur Begrenzung der Emissionen in den EU ETS Sektoren hinterlegt. Die historischen Emissionen<sup>19</sup> sowie der angenommene Reduktionspfad sind in Abbildung 5 dargestellt.



**ABBILDUNG 5: HISTORISCHE EMISSIONEN IM EU ETS UND REDUKTIONSZIELE DES EU ETS**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf European Environment Agency (2017d) und European Commission (2017a)

Die angenommene Entwicklung der maximal erlaubten Emissionen entspricht den aktuell festgelegten Reduktionsraten von 1,74 % bis 2020 sowie dem Vorschlag der europäischen Kommission von 2,2 % ab 2021. Damit reduzieren sich die Treibhausgasemissionen in den EU ETS-Sektoren um ca. 43 % bis 2030 und um 90 % bis 2050 gegenüber dem Referenzjahr 2005.

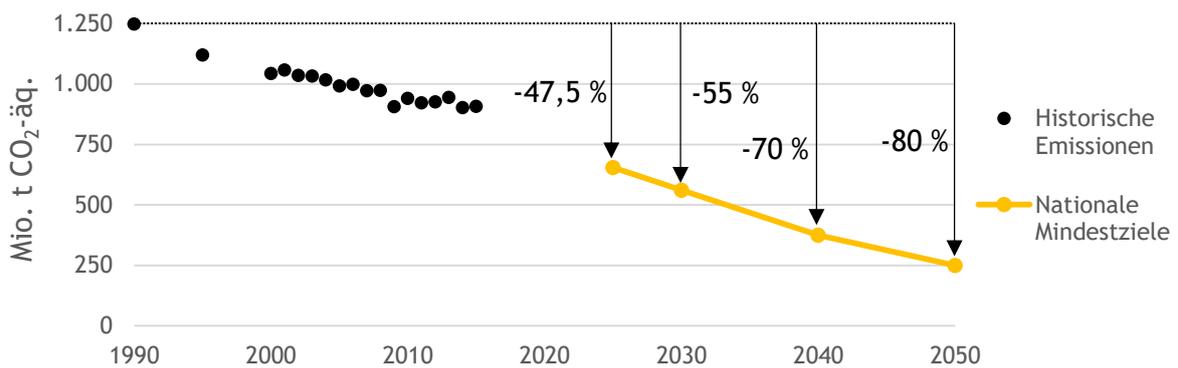
<sup>19</sup> Da sich der Umfang des EU ETS seit 2005 erweitert hat, werden bei historischen Emissionen auch heute im EU ETS enthaltene Sektoren mitaufgeführt.

## Nationale Klimaziele

Im *RF* wird das EU ETS in der heutigen Form berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt die Entwicklung in den übrigen Sektoren vor dem Hintergrund einer Fortschreibung der aktuell gesetzten Rahmenbedingungen ohne zusätzliche nationale Maßnahmen.

Darüber hinaus wird angenommen, dass in den Szenarien *EEV* und *TO* in Deutschland nationale Zusatzmaßnahmen getroffen werden, um die nationalen Klimaziele zu erreichen. Dabei wird eine effiziente Treibhausgas-Vermeidung über alle Sektoren unterstellt. Das bedeutet, dass die sektorenübergreifend günstigsten Treibhausgas-Vermeidungsoptionen zur Erreichung der Klimaziele genutzt werden. Dies impliziert entsprechende Anreizstrukturen (siehe Kapitel 6 Akteursperspektive). Von der konkreten Ausgestaltung dieser Anreize, z. B. als nationaler CO<sub>2</sub>-Preis oder durch Sanierungsquoten im Gebäudesektor, wird jedoch im Rahmen dieser Studie abgesehen.

Die anvisierten gesamtdeutschen Emissionseinsparungen gegenüber dem Referenzjahr 1990 sind in Abbildung 6 aufgeführt.



**ABBILDUNG 6: HISTORISCHE TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DEUTSCHLAND UND NATIONALE ZIELE**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Umweltbundesamt (2016b) und BMUB (2016)

In den Szenarien *EEV* und *TO* werden die dargestellten Mindestziele für 2025, 2030, 2040 und 2050 als feste Zielvorgaben angenommen. In der Sensitivität 95 % Treibhausgasminderung in 2050 wird analog die Umsetzung des Maximalziels, also Emissionseinsparungen von 95 % in 2050, untersucht. Ziel der Studie ist die Ermittlung kosteneffizienter Pfade zur Erreichung der deutschen Klimaziele. Daher wird von der Berücksichtigung sektoraler Ziele - wie im Klimaschutzplan 2050 für 2030 definiert - abgesehen. Die Auswirkungen sektoraler Ziele werden innerhalb der Sensitivität Sektoriale Ziele 2030 betrachtet.

### 2.3.2 Gebäudesektor

#### Entwicklung des Gebäudeparks

Die Struktur des gegenwärtigen Gebäudebestands basiert auf eigenen Berechnungen auf Basis des dena-Gebäudereports<sup>20</sup> und BDEW<sup>21</sup>. Die Entwicklung der Gebäude (Zubau und Abriss) wird exogen vorgegeben und ist über alle Szenarien konstant. Sie basiert sowohl auf Daten des Statistischen Bundesamtes<sup>22</sup> als auch auf Prognosen des UBA<sup>23</sup> und IWO<sup>24</sup>. Der Fokus der Betrachtung liegt auf Wohngebäuden, welche gemäß der Anzahl ihrer Wohneinheiten und Altersstruktur in 30 Kategorien unterteilt werden. Es wird von einer konstanten Neubaurate von 0,24 % jährlich ausgegangen. Aufgrund gleichzeitigen Abrisses nimmt der Bestand an Wohngebäuden insgesamt jedoch lediglich um 0,01 % zu. Somit ist die Anzahl an Gebäuden im betrachteten Zeitraum von 2015 (18,8 Mio. Stück) bis 2050 (19,2 Mio. Stück) beinahe konstant. Gleichzeitig verändern sich die Altersstruktur der Gebäude und damit der Endenergiebedarf des Gebäudesektors.

Aufgrund der schlechteren Datenlage und hohen Heterogenität werden Nichtwohngebäude lediglich bezüglich ihres Gesamtnutzwärmebedarfs betrachtet. Eine quantitative Betrachtung des Gebäudeparks findet nicht statt. Der Endenergiebedarf der Nichtwohngebäude entspricht den Auswertungstabellen für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) der AG Energiebilanzen (AGEB)<sup>25</sup>. Industriegebäude werden im Industriesektor bilanziert, was der Bilanzierungsmethode des Klimaschutzplans entspricht.<sup>26</sup>

#### Sanierungsraten

Der energetische Zustand eines jeden Wohngebäudes wird in drei Kategorien unterteilt: unsaniert, teilweise saniert, vollsaniert. Die Sanierung umfasst hierbei Dämmmaßnahmen der Außenhülle. Die Sanierung von Nichtwohngebäuden wird durch fortschreitende exogene Effizienzsteigerung, wie oben beschrieben, implizit berücksichtigt. Es können alle Wohngebäude saniert werden, der Einfluss auf den Nutzwärmebedarf des jeweiligen Gebäudes ist jedoch abhängig von der Gebäudekategorie. So sinkt der Wärmebedarf von Gebäuden mit geringen Energiestandards bei einer Sanierung stärker als von Gebäuden mit bereits hohem Energiestandard. Erhöhte Dämmmaßnahmen an denkmalgeschützten Altbauten dagegen haben hohe bauliche Vorschriften und können den Wärmebedarf somit trotz geringer Standards nur in geringem Ausmaß senken. Des Weiteren sind die Dämmmaßnahmen für unterschiedliche Gebäudekategorien mit unterschiedlichen Kosten behaftet.

---

<sup>20</sup> Vgl. dena (2016)

<sup>21</sup> Vgl. BDEW e.V. (2014)

<sup>22</sup> Vgl. destatis (2016a) und destatis (2016b)

<sup>23</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2016a)

<sup>24</sup> Vgl. Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO) (2013)

<sup>25</sup> Vgl. AGEB e.V. (2016a)

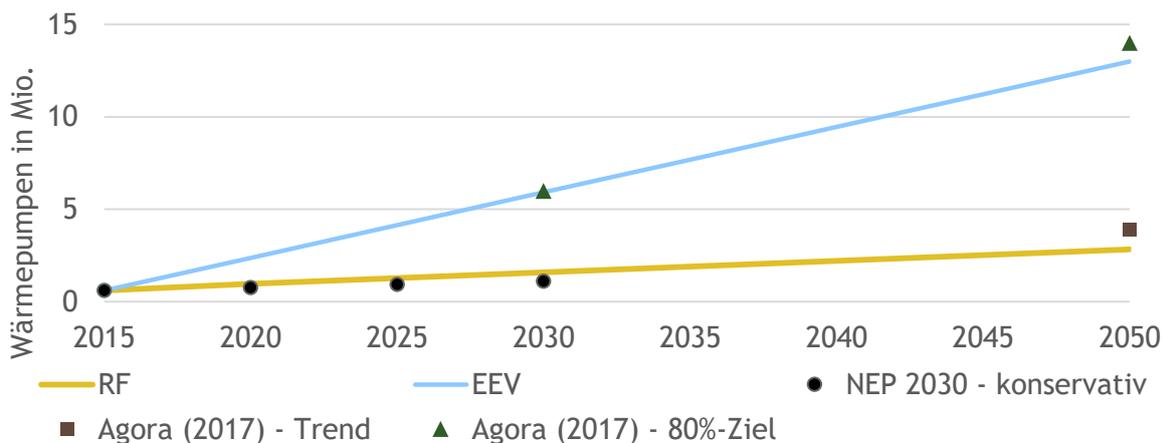
<sup>26</sup> Vgl. BMUB (2016)

Die energetische Sanierungsrate für Wohngebäude beläuft sich in Deutschland aktuell auf etwa 1 % pro Jahr.<sup>27</sup> Im *RF* wird mittels Abbildung der Dämmmaßnahmen eine leichte Erhöhung der Sanierungsrate auf 1,1 % angenommen.

In den Szenarien *EEV* und *TO* wird keine Sanierungsrate vorgegeben, sondern endogen bestimmt. Somit wird der kosteneffiziente Modernisierungspfad der Dämmmaßnahmen im Zusammenspiel mit Beheizungsstruktur und Energiebereitstellung bestimmt. Es wird angenommen, dass der gesamte Gebäudebestand mit einer Rate von höchstens 2,5 % pro Jahr saniert werden kann. Hierin sind unterschiedliche Sanierungstiefen je nach Gebäudetyp berücksichtigt (beispielsweise Möglichkeiten der Sanierung von Altbauten). Somit werden bauseitige Restriktionen implizit abgebildet.<sup>28</sup>

### Ausbaupfade elektrischer Wärmepumpen

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien ist die Annahme zur Ausbaugeschwindigkeit von elektrischen Wärmepumpen. In den Szenarien *RF* und *EEV* ist eine exogene Entwicklung der Wärmepumpenanzahl hinterlegt. In Szenario *TO* werden dazu keine Vorgaben gemacht. Die Annahmen zum Ausbau von Wärmepumpen sind in Abbildung 7 dargestellt.



**ABBILDUNG 7: ANNAHMEN ZUR DIFFUSION VON WÄRMEPUMPEN**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Netzentwicklungsplan Strom (2017) und Agora Energiewende (2017a)

In Szenario *RF* wird ein konservativer Ausbau von Wärmepumpe angenommen. Die aktuelle Anzahl von ca. 0,6 Mio. wird bis 2050 kontinuierlich auf 2,8 Mio. ausgebaut. Die Entwicklung orientiert

<sup>27</sup> Vgl. ARGE e.V. (2016)

<sup>28</sup> Vergleichende Studien nehmen weit unterschiedliche Sanierungsraten für die Entwicklung des Gebäudesektors an. Im Klimaschutzszenario 2050 (vgl. Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI (2015)) schwanken die benötigten Sanierungsraten je nach Szenario zwischen 2,2 und 3,6 % (vgl. Fraunhofer IWES (2015)) gehen von einer benötigten Sanierungsrate von 2 % für Bestandshäuser vor 1995 aus. In der gea-Gebäudestudie (dena, 2017a) schwanken die Sanierungsraten in den zielerreichenden Szenarien je nach Gebäudetyp zwischen 1,4 und 2,8 %.

sich an dem mittelfristigen Ausbau von Wärmepumpen im konservativen Szenario des Netzentwicklungsplan (NEP) 2030<sup>29</sup> sowie dem Trendszenario nach Agora.<sup>30</sup>

In Szenario *EEV* erfolgt eine starke Elektrifizierung des Gebäudesektors durch den Ausbau der Wärmepumpe auf 12,9 Mio. Stück. Diese Zahl ist an einen Studienvergleich von Agora angelehnt.<sup>31</sup>

Keine Vorgaben bezüglich der Wärmepumpenanzahl werden in Szenario *TO* gemacht. Innerhalb dieses Szenarios wird modellendogen der kosteneffiziente Elektrifizierungsgrad im Gebäudebereich bestimmt.

### 2.3.3 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird zwischen Personen- und Güterverkehr unterschieden. Die Nachfrage für Personenverkehr wird in Personenkilometer (Pkm) vorgegeben und kann durch Personenkraftwagen (PKW), Schienen- oder Luftverkehr gedeckt werden. Der Güterverkehr wird analog anhand von Tonnenkilometern (Tkm) abgebildet.<sup>32</sup> Mögliche Transportmittel sind hierbei:

- Leichte Nutzfahrzeuge (LNF), mit einem Leergewicht von unter 3,5 t
- Lastkraftwagen (LKW), mit einem Leergewicht von über 3,5 t
- Schienenverkehr
- Wasserverkehr
- Luftverkehr

Hinsichtlich des Wasserverkehrs beschränkt sich die vorliegende Studie auf die nationale Binnenschifffahrt. Analog werden in der Luftfahrt ausschließlich nationale Verbindungen berücksichtigt.

### Entwicklung der Verkehrsnachfrage

Für sämtliche Transportmittel im Personen- und Güterverkehr wird eine exogene Nachfrage angenommen. Diese variiert nicht zwischen den Szenarien. Die angenommene Entwicklung ist in Abbildung 8 dargestellt.

Im Personenverkehr wird für das Ausgangsjahr 2015 eine Gesamtnachfrage in Höhe von 1.082 Mrd. Personenkilometern angenommen, wobei mit 86 % der Großteil auf PKW-Verkehr zurückzuführen ist. Bis 2030 wird eine leichte Steigerung der Nachfrage angenommen. Nach 2030 geht die Nachfrage insbesondere durch den angenommenen Rückgang bei der individuellen Mobilität zurück: Bis 2050 sinkt die PKW-Nachfrage um knapp 5 % gegenüber 2015. Die Entwicklung der Personenkilometer im Schienenverkehr dagegen steigt um 21 %, im Luftverkehr sogar um knapp 25 %. Insgesamt ist ein leichter Rückgang der Personenkilometer um 1 % zwischen 2015 und 2050

---

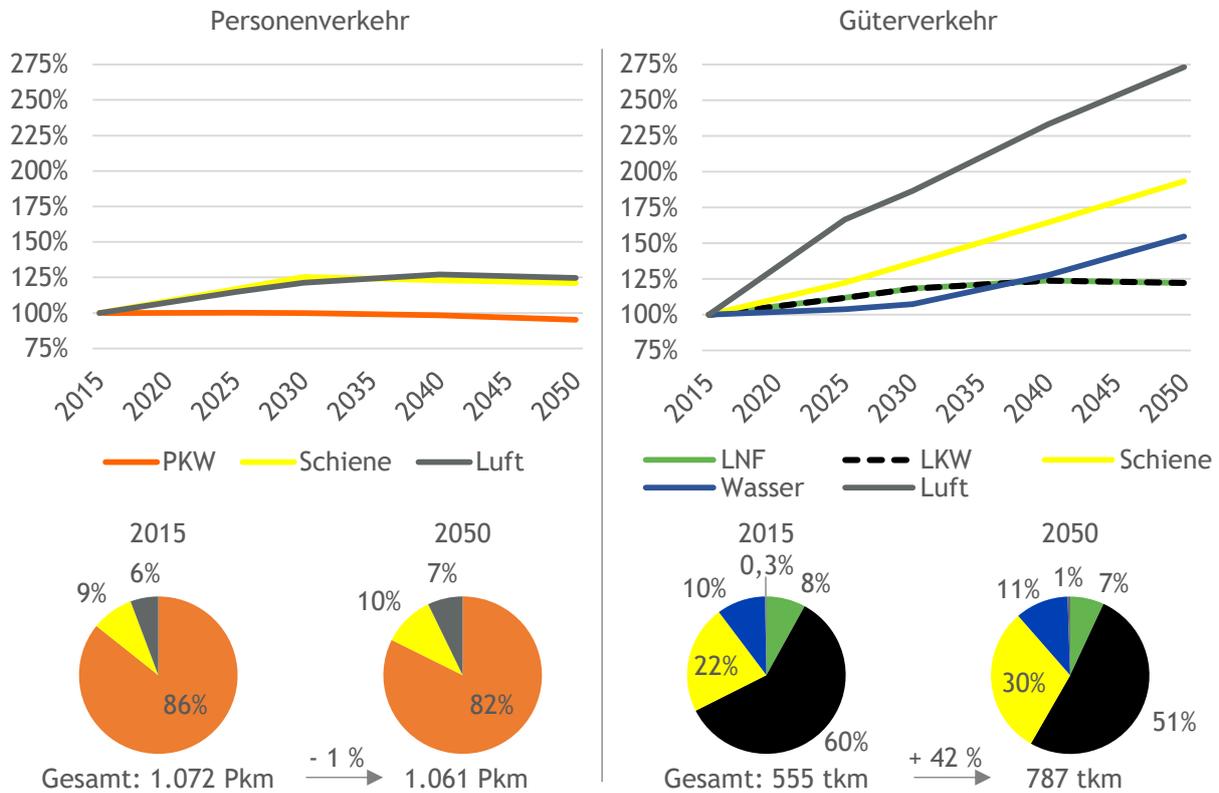
<sup>29</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

<sup>30</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017a)

<sup>31</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017a)

<sup>32</sup> Vgl. European Commission (2013b)

zu verzeichnen. Die angenommene Entwicklung sieht also insbesondere eine Substitution von individueller Mobilität (PKW) durch Schienen- und Luftverkehr vor. Ein Grund hierfür ist beispielsweise der Ausbau von Hochgeschwindigkeitstrassen im Bahnverkehr.



**ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DER NACHFRAGE IM PERSONEN- (LINKS) UND GÜTERVERKEHR (RECHTS) NACH VERKEHRSTRÄGER**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf European Commission (2016), European Commission (2013a) und European Commission (2013b)

Im Güterverkehr liegt das Verkehrsaufkommen in 2015 bei 555 Mrd. Tonnenkilometern. Mit einem Anteil von 60 % bzw. 22 % wird der Gütertransport zum Großteil durch schwere Lastkraftwagen und Schienenverkehr abgewickelt. Insgesamt wird eine deutliche Steigerung des Güterverkehrs um ca. 42 % zwischen 2015 und 2050 angenommen. Neben einer deutlichen Zunahme der Tonnenkilometer im Straßenverkehr (LNF und LKW) um je 22 %, verdoppelt sich der Gütertransport via Schienenverkehr bis 2050 und erreicht einen Anteil am Gesamtverkehrsaufkommen von 30 %. Auch der Schiffsverkehr steigt entsprechend an. Der Flugverkehr steigt am stärksten an, spielt aber auch in 2050 mit ca. 1 % nur eine untergeordnete Rolle.

## Antriebstechnologien und Technologiemix

Zur Deckung der Nachfrage werden unterschiedliche Technologien eingesetzt. Grundlegend werden Technologien im Rahmen dieser Studie zwischen eingesetztem Energieträger und Hybrid-Konzept unterschieden. Im Verkehrsbereich werden die Energieträger Benzin, Diesel, Kerosin, Gas, Wasserstoff und Strom betrachtet.

Für die Bereiche des Schienen-, Schiff- und Luftverkehr werden exogene Entwicklungen des Technologiemix angenommen. Die Schifffahrt und der Luftverkehr spielen insgesamt sowohl im Güter- als auch im Personenverkehr eine untergeordnete Rolle. Der Schienenverkehr ist bereits heute stark elektrifiziert (> 90 %), sodass auch hier in Zukunft keine größeren Veränderungen zu erwarten sind. Der Fokus der Studie liegt insbesondere auf dem Straßenverkehr. Für die Verkehrsträger PKW, LNF und LKW wird der Technologiemix für jedes Szenario ermittelt.

## Entwicklung des Technologiemix im Straßenverkehr

Neben dem verwendeten Energieträger können Antriebstechnologien im Straßenverkehr außerdem unterschiedliche Hybridisierungsgrade aufweisen: Neben nicht-hybridisierten Antriebstechnologien werden Hybridfahrzeuge (HEV) sowie Plug-In-Hybridfahrzeuge (PHEV) berücksichtigt:

Hybridfahrzeuge (HEV) gewinnen bei Brems- und Beschleunigungsvorgängen Energie in Form von Strom zurück (Rekuperation). Der Strom wird in einer im Auto verbauten Batterie, die lediglich über Rekuperation geladen wird, gespeichert und kann anschließend wieder genutzt werden.

Plug-In-Hybridfahrzeuge (PHEV) können neben der Rekuperation auch direkt an Wall-Boxes oder Ladesäulen Strom aufnehmen und somit höhere Anteile ihrer Fahrtstrecke strombetrieben zurücklegen.

Zur endogenen Ermittlung des Technologiemix erfolgt ausgehend vom heutigen Flottenbestand<sup>33</sup> ein von der Verkehrsnachfrage sowie der Fahrzeuglebensdauer abhängiger Zubau von Fahrzeugen. Bei Überschreiten der angenommenen technischen Lebensdauer gehen Fahrzeuge aus dem Markt und müssen durch Neuzulassungen ersetzt werden, außerdem wirken Änderungen der Verkehrsnachfrage direkt auf die Neuzulassungsanzahl. Für die unterschiedlichen Fahrzeugtechnologien sind außerdem Lernkurven bezüglich Effizienz und Kosten hinterlegt.

Im Straßenverkehr wird der Technologiemix für die Verkehrsmittel PKW, LNF und LKW bestimmt. In den Szenarien *RF*, *EEV* und *TO* werden hierbei insbesondere unterschiedliche Ausbauraten von Elektromobilität angenommen. Tabelle 1 zeigt Annahmen zu Neuzulassungsraten im PKW-Markt.

---

<sup>33</sup> Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf KBA (2017a).

TABELLE 1: ANTEIL DER NEUZULASSUNGEN VON REINEN ELEKTRO-PKW

Szenario	2020	2025	2030	2040	2050
RF	0,4 %	1,3 %	5 %	9,9 %	17,4 %
EEV	2,2 %	7 %	8,5 %	45 %	65 %
TO	Keine Vorgaben				

Im *RF* wird eine geringe Verbreitung rein elektrischer Fahrzeuge (Battery electric vehicles, BEV) angenommen. Auch für die restlichen Technologien sind an historischen Entwicklungen orientierte Annahmen zur Entwicklung des Technologiemix hinterlegt (siehe Ergebnisse in Abschnitt 0).<sup>34</sup>

In Szenario *EEV* erfolgt eine beschleunigte Verbreitung von Elektrofahrzeugen, die durch entsprechende Zulassungsquoten vorgegeben ist. Die abgebildeten Neuzulassungsraten ergeben gut 6,5 Mio.<sup>35</sup> Elektrofahrzeuge (inklusive Plug-In-Hybride) in 2030. Damit wird das Ziel der Bundesregierung, dass bis 2030 etwa 6 Mio. E-Autos auf deutschen Straßen fahren, leicht übertroffen. Nach 2030 erfolgt dann ein deutlich beschleunigter Ausbau der E-Mobilität.

In Szenario *TO* werden keine Vorgaben hinsichtlich der Elektrifizierung im Mobilitätssektor gemacht. Stattdessen wird im Modell ein kostenminimaler Entwicklungspfad ermittelt.

Analog zu den Vorgaben im PKW-Sektor werden für die Entwicklung der Elektrofahrzeuge im Bereich des Güterverkehrs (LNF und LKW) Neuzulassungsraten in den Szenarien *RF* und *EEV* angenommen (siehe Anhang B.4). Rein batteriebetriebene LKWs werden im Rahmen dieser Studie ausgeschlossen. Stattdessen wird ein limitierter Ausbau von Oberleitungs-LKW (O-LKW) erlaubt. Angenommen wird eine maximale Deckung des LKW-Verkehrsaufkommens durch O-LKW von 21 %. Aufgrund der unsicheren zukünftigen Entwicklung wurde hierfür im Vergleich zu anderen Untersuchungen ein eher konservativer Wert gewählt.<sup>36</sup> Laut einer Studie des BMVI fallen etwa 21 % des LKW-Verkehrs auf den meistbefahrensten 900 km Autobahn in Deutschland an. Für die getroffene Annahme müssten also mindestens 900 Autobahnkilometer in beiden Fahrtrichtungen mit Oberleitungen ausgestattet werden.<sup>37</sup>

### 2.3.4 Industriesektor

Im Industriesektor sind in DIMENSION+ sieben Industriebranchen explizit abgebildet, andere Branchen werden aggregiert betrachtet. Außerdem wird die Entwicklung des GHD-Sektors betrachtet. Für jeden dieser Wirtschaftszweige sind spezifische Wachstumsraten, Effizienzentwicklung sowie

<sup>34</sup> Vgl. KBA (2017b)

<sup>35</sup> Vgl. Öko-Institut e.V. (2014)

<sup>36</sup> Vgl. BMVI (2017)

<sup>37</sup> Vgl. Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV, TU Hamburg und M-Five (2017)

Recyclingquoten hinterlegt. Diese Annahmen basieren auf historischen Entwicklungen und Experteninterviews. Insgesamt entsprechen die Annahmen einem Wirtschaftswachstum von 1,5 % bis 2020, welches dann infolge des Bevölkerungsrückgangs (siehe Annahme zur Bevölkerungsentwicklung in Anhang B.1) auf 1 % zurückgeht.

Neben exogenen Vorgaben zur Entwicklung der Energieeffizienz von Industrieprozessen spielen die eingesetzten Brennstoffe und somit die Technologien (insbesondere zur Gewinnung von Prozesswärme) eine wichtige Rolle für die Emissionen des Industriesektors. Insbesondere der Einsatz von Strom und Wasserstoff in Industrieprozessen führt zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität. Für die Elektrifizierung der Prozesswärme ist das benötigte Temperaturniveau der Prozesswärme maßgeblich dafür, inwiefern diese elektrifiziert werden können. Mit industriellen Wärmepumpen kann Abwärme effizient genutzt und Prozesswärme auf niedrigem Niveau (100-125 °C) bereitgestellt werden.<sup>38</sup> Höhere Temperaturniveaus können lediglich in geringerem Umfang elektrifiziert werden. Neben der kompletten Elektrifizierung von Produktionsprozessen können Industrieprozesse in DIMENSION+, um eine zusätzliche Power-to-Heat-Anlage erweitert werden, die dann abhängig vom Strompreis flexibel eingesetzt werden kann.

Weiterhin können Industrieprozesse mittels Elektrolyse elektrifiziert werden. Heutzutage wird überwiegend Dampfreformierung, bei der Erdgas gespalten und CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, großindustriell betrieben. Durch eine Elektrifizierung können dabei Prozessemissionen eingespart werden. Der Wasserstoff kann anschließend entweder als Ausgangsprodukt, wie beispielsweise bei der Ammoniaksynthese, in einen Prozess verbraucht oder als Brennstoff zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt werden.

Insbesondere in Szenario *EEV* wird dabei mittels vorgegebener Quoten für die Erzeugung von Prozesswärme eine starke Elektrifizierung des Industriesektors unterstellt, während in *RF* lediglich aktuelle Werte moderat fortgeschrieben werden. In Szenario *TO* erfolgt analog zu den übrigen Sektoren eine modellendogene Optimierung für die Bereitstellung von Prozesswärme.

Bei industriellen Prozessen können außerdem Emissionen durch die Reaktion verschiedener Ausgangsprodukte (Materialien, Stoffe) entstehen. Diese sogenannten Prozessemissionen können nicht durch die Substitution konventioneller Brennstoffe durch erneuerbar erzeugten Strom oder Wasserstoff vermieden werden.

Eine Speicherung von CO<sub>2</sub> mittels Carbon Capture and Storage (CCS) wird in dieser Studie aufgrund ökologischer Unwägbarkeiten in Deutschland nicht berücksichtigt<sup>39</sup>, allerdings können CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie eingefangen und anschließend weiterverwendet werden (Carbon Capture and Usage - CCU). Emissionen aus Industrieprozessen weisen vergleichsweise hohe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen auf und können als sogenannte CO<sub>2</sub>-Punktquellen dienen. Die Alternative - CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft zu entziehen (Air Capture) - ist mit deutlich höheren Kosten verbunden. CO<sub>2</sub> kann innerhalb von DIMENSION+ entweder bei der Produktion von synthetischen Brennstoffen (z. B. Power-

---

<sup>38</sup> Vgl. IER (2014)

<sup>39</sup> CCS ist gemäß aktueller Gesetzeslage nicht in Deutschland erlaubt, nur in Polen und Griechenland kann auf CCS zurückgegriffen werden.

to-Gas) oder als Ausgangsstoff für Prozesse weiterverwendet werden. Für letztere Verwendung stehen in Deutschland jedoch vergleichsweise geringe Potentiale zur Verfügung.

Weitere Annahmen betreffen die Berücksichtigung von Potential für Lastmanagement - beziehungsweise Demand Side Management (DSM) in der Industrie. Die Flexibilisierung der Nachfrage ermöglicht im Modell z. B. die Senkung der Spitzenlast. In DIMENSION+ wird das entwickelte DSM-Potential einzelner Industriebranchen endogen berücksichtigt. Die Abschätzungen zum Erschließungsgrad orientieren sich am Szenario B 2030 des Netzentwicklungsplans.<sup>40</sup> Der Anteil steigt über die Zeit durch die Erschließung wirtschaftlichen DSM-Potentials und durch die Entwicklung zugehöriger Technologien wie IT-Infrastrukturen. Die Entwicklung der Potentiale in den Branchen basiert auf eigenen Arbeiten. Die Basis bilden die Produktionskapazitäten und Energieintensitäten der Branchen. Das Flexibilisierungspotential wurde anschließend mit Hilfe von statistischen Auswertungen der Produktionsprozesse und Interviews mit Industrievertretern errechnet.

### 2.3.5 Energiesektor

#### Europäischer Kraftwerkspark

Der im Modell hinterlegte Kraftwerkspark basiert auf der internen ewi ER&S-Kraftwerksdatenbank. Diese greift auf kommerzielle Datenbanken Dritter sowie öffentlich verfügbarer Daten zurück. Darüber wird die Entwicklung des Energiesystems (inklusive konventioneller Kraftwerke und erneuerbare Energien) in DIMENSION+ endogen bestimmt (siehe Anhang A.1). Bereits beschlossene oder geplante Veränderungen des europäischen Kraftwerksparks werden nach dem politischen Status Quo entsprechend umgesetzt.

Der Zubau von Kohlekraftwerken ist entsprechend der Bekanntmachung von EURELECTRIC<sup>41</sup> lediglich in Polen und Griechenland erlaubt (ausgenommen sind bereits im Bau oder in Planung befindliche Kraftwerke). Aufgrund ökologischer Bedenken bezüglich der langfristigen Speicherbarkeit von CO<sub>2</sub> in Gesteinsschichten, ist der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) umstritten. Im Rahmen dieser Studie wird CCS deshalb nicht betrachtet. Carbon Capture and Usage (CCU) wird lediglich im Industriesektor erlaubt.

Neben dem deutschen Kernenergieausstieg bis Ende 2022 werden auch für europäische Nachbarländer aktuelle politische Ziele bei der Entwicklung des Kraftwerksparks berücksichtigt. In Frankreich wird eine Reduktion des Kernenergieanteils am Strommix von heute ca. 75 % auf knapp 50 % in 2025 angestrebt.<sup>42</sup> Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen das dieses Ziel nicht vollständig erreicht wird und der Kernenergieanteil auf lediglich 60 % in 2025 sinkt. In Tschechien und Polen wird nach aktuellen nationalen bzw. europäischen Bestrebungen das Ausscheiden alter Kohlekraftwerke durch den Zubau von Kernkraftwerken nach 2035 kompensiert.<sup>43</sup> Dabei wird auf Basis

---

<sup>40</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2017a)

<sup>41</sup> Vgl. EURELECTRIC (2017)

<sup>42</sup> Vgl. World Nuclear Association (2017a)

<sup>43</sup> Vgl. World Nuclear Association (2017b)

der Erfahrungen mit aktuellen Kernkraftwerksprojekten in Europa sowie aufgrund der fraglichen Umsetzung eine Verzögerung gegenüber der geplanten Inbetriebnahme um fünf Jahre ausgegangen. In der Schweiz wird der beschlossene weiche Kernenergieausstieg durch das Verbot von Kernkraftwerksneubauten abgebildet.

Für den Ausbau von Stromaustauschkapazitäten zwischen den europäischen Strommärkten werden bis 2030 die Werte aus dem Netzentwicklungsplan 2030 übernommen. Danach orientiert sich der weitere Ausbau an den Szenarien der Studie E-Highway 2050<sup>44</sup>. Insbesondere wird eine stärkere Integration der hohen Speicherpotentiale in Schweden und Norwegen in das europäische Energiesystem durch die Erweiterung der Interkonnektor-Kapazitäten angenommen (siehe Anhang B.5.1). Zur Bestimmung der in Deutschland benötigten gesicherten Leistung wird angenommen, dass Interkonnektoren-Kapazitäten mit einem Faktor von 10 % zur gesicherten Leistung beitragen.<sup>45</sup>

### Mindestausbau und Potentiale erneuerbarer Energien

Im Bereich der erneuerbaren Energien wird für Deutschland angenommen, dass das EEG 2017 in der aktuellen Form umgesetzt wird. Die daraus resultierenden Mindestausbaupfade für Kapazitäten erneuerbarer Energien bis 2030 sind in Tabelle 2 dargestellt. Diese werden in allen Szenarien erreicht, der darüber hinaus gehende EE-Zubau erfolgt jeweils modellendogen.

**TABELLE 2: MINDESTAUSBAUPFADE REGENERATIVER ERZEUGUNGSANLAGEN**

Installierte Leistung [GW]	2015	2020	2025	2030
Biomasse	6,9	7,6	8	8
Windenergie Onshore	41,2	54,6	69,1	83,6
Windenergie Offshore	3,4	6,5	6,5	15
Photovoltaik	39,3	51,8	52	52

Biomasse- und Photovoltaikanlagen werden bis zu den im EEG hinterlegten Mindestausbaugrenzen von 8 beziehungsweise 52 GW zugebaut. Für die weitere Entwicklung der Erzeugungstechnologien werden keine Mindestausbauziele angenommen. Für Onshore-Windenergie wird der im EEG festgelegte Pfad mit einer jährlichen Brutto-Zubaurate von 2,8 GW bis 2019 und danach mit 2,9 GW weitergeführt. Dadurch werden bis 2030 83,6 GW erreicht. Bei Offshore-Windenergieanlagen wird das Ziel von 15 GW bis 2030 umgesetzt.

<sup>44</sup> Vgl. e-Highway2050 (2015)

<sup>45</sup> Aufgrund der unsicheren Lastentwicklungen in den europäischen Nachbarländern wird mit 10 % ein verhältnismäßig konservativer Wert gewählt.

Analog zur Annahme bei Biomasse und PV werden auch für Windenergieanlagen nach 2030 keine weiteren Vorgaben zum Mindestausbau vorgegeben. Jedoch werden die Werte für 2030 als Untergrenzen für die zukünftige EE-Kapazität angenommen. Insgesamt zielen diese Annahmen darauf ab, den kostenminimalen Erzeugungsmix zu ermitteln. Explizit nicht adressiert werden Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, die sich durch einen kostenoptimierten Zubau ergeben können. Dies beinhaltet einen Verzicht auf Mindestanteile einzelner Technologien am Gesamtausbau. Daher bilden die Modellergebnisse einen wirtschaftlich effizienten EE-Ausbau ab. Zur Einordnung der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 3.3.4 eine kritische Diskussion bezüglich der Akzeptanz.

Die Bestimmung der EE-Potentiale erfolgt auf Basis der Flächenpotentiale. Diese berücksichtigt die technisch mögliche sowie die ökologisch verträgliche Potentialgrenze des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen.

Im Bereich der Onshore-Windenergieanlagen werden 10.005 km<sup>2</sup> angenommen.<sup>46</sup> Bei Annahme einer Flächennutzung von 56 km<sup>2</sup>/GW resultieren daraus 179 GW als Potentialgrenze.<sup>47</sup> Ausgehend von einer Leistung von etwa 3 MW je Anlage (heute etwa 1,7 MW) entspricht dies einer Verdoppelung der Anzahl der Windräder von heute (2017) rund 30.000 auf etwa 60.000.

Analog wurden die Potentiale von PV-Anlagen auf Frei- sowie Dachflächen ermittelt. Flächenpotentiale in Höhe von 3.164 km<sup>2</sup> für Freiflächenanlagen sowie 1.050 km<sup>2</sup> für Dachinstallationen ergeben ein PV-Potential in Höhe von 263 GW.<sup>48</sup>

Zusätzlich zu Flächenpotentialen von Photovoltaik und Wind werden Potentialgrenzen für Energie aus Biomasse berücksichtigt. Nach einer Studie des Umweltbundesamtes<sup>49</sup> steht in Deutschland ein Biomassepotential zur energetischen Nutzung aus Festbrennstoffen und Biogasen von jährlich 202 TWh zur Verfügung. Darüber hinaus ist per Annahme ein Import biogener Brennstoffe von 48 TWh möglich, sodass insgesamt 250 TWh Biomassebrennstoffe in Deutschland genutzt werden können. Diese können in sämtlichen Sektoren (beispielsweise Pellet-Heizungen in Gebäuden, biogene Brennstoffe im Verkehr oder Biomasseverfeuerung zur Stromerzeugung) eingesetzt werden. Eine Erhöhung des Biomassepotenzials wird vor dem Hintergrund der Flächenkonkurrenz gegenüber dem Anbau von Nahrungsmitteln (Tank-Teller Debatte) nicht angenommen.

Bei Offshore-Windenergieanlagen wird ein sehr hohes Potential in Höhe von 356 GW angenommen. Dieses wird jedoch aufgrund wirtschaftlicher Parameter nicht annähernd ausgeschöpft. Für Offshore-Windenergieanlagen werden Investitionskosten je nach Standort in mehrere Kostenstufen untergliedert. Die mittleren Investitionskosten für Wind und PV-Anlagen sind in Anhang B.3 aufgeführt.

---

<sup>46</sup> Vgl. BMVI (2015) und Umweltbundesamt (2014)

<sup>47</sup> Vgl. DEWI (2013)

<sup>48</sup> Vgl. BMVI (2015)

<sup>49</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2014)

Der Ausbau von Wind- und PV-Anlagen im europäischen Ausland ist gemäß den aktuellen politischen Rahmenbedingungen angenommen. Aktuelle Bestrebungen und Pläne, den EE-Ausbau zu beschleunigen, sind - sofern noch nicht umgesetzt - nicht implementiert.<sup>50</sup>

### Synthetische Brennstoffe

Neben konventioneller Herstellung von Brennstoffen (Erdgas, Benzin, Diesel, etc.) sowie biogenen Brennstoffen können in DIMENSION+ auch synthetische Brennstoffe abgebildet werden. Dabei wird zwischen folgenden Herstellungsarten unterschieden:

- Power-to-Hydrogen (PtH<sub>2</sub>): Mittels Elektrolyse wird Wasserstoff aus Wasser gewonnen. Dazu sind investitionskostenintensive großindustrielle Elektrolyse-Anlagen notwendig. Die Investitionskostenannahmen sind in B.3 aufgeführt.
- Power-to-Gas (PtG): Mit den Ausgangsstoffen Wasserstoff und CO<sub>2</sub> kann synthetisches Gas hergestellt werden. PtG-Brennstoffe können die Gasinfrastruktur nutzen.
- Power-to-Fuel (PtF): Analog zu PtG können auch Ölderivate (insbesondere Diesel, Benzin und Kerosin) synthetisch hergestellt werden.

Die Verfahren werden unter dem Oberbegriff Power-to-X (PtX) zusammengefasst. In DIMENSION+ können innerhalb von Europa PtX-Anlagen errichtet werden, diese sind an das Stromnetz angeschlossen und erhöhen die Stromnachfrage. Die Kosten und Wirkungsgrade dieser Anlagen sind entsprechend aktueller Studien hinterlegt und nehmen aufgrund von Lernkurveneffekten in Zukunft ab.<sup>51</sup> Innerhalb von Europa können synthetische Brennstoffe uneingeschränkt zwischen den Ländern gehandelt werden.

Außerdem ist auch ein außereuropäischer Handel von PtX-Produkten innerhalb von DIMENSION+ möglich. So können an Standorten mit hohen EE-Potentialen (beispielsweise Nordafrika) synthetische Brennstoffe kostengünstig erzeugt und nach Europa importiert werden. Für den Import von synthetischen Brennstoffen sind exogene Preise aus aktuellen Studien hinterlegt, die ebenfalls aufgrund von Lerneffekten degressiv angenommen sind.<sup>52</sup> Eine Studie des Fraunhofer IWES zeigt, dass an internationalen EE-Vorzugsregionen (beispielsweise in Nordafrika) PtX-Brennstoffe vergleichsweise günstig hergestellt werden können.<sup>53</sup> Es wird angenommen, dass außerhalb von Europa große Potentiale zur Erzeugung von PtX-Brennstoffen vorliegen, deshalb wird der außereuropäische Import nicht begrenzt.

---

<sup>50</sup> Beispielsweise ist für den Mindestausbau von Offshore-Windenergieanlagen in den Niederlanden das aktuelle politische Ziel von 4,3 GW in 2023 hinterlegt. Darüber hinausgehende Bestrebungen werden nicht berücksichtigt.

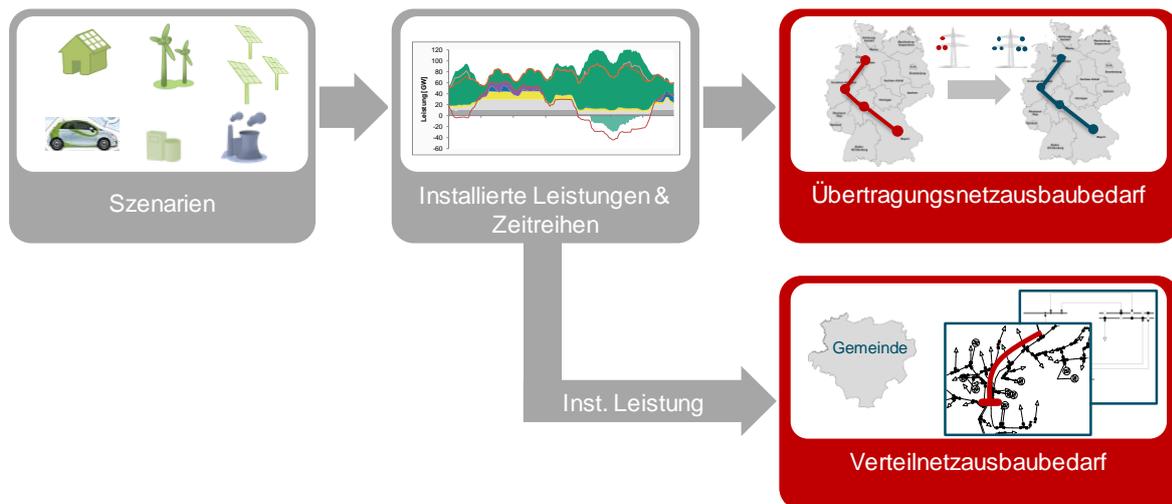
<sup>51</sup> Siehe Anhang B.3.5

<sup>52</sup> Siehe Anhang B.5.2

<sup>53</sup> Vgl. Fraunhofer IWES (2017)

### 2.3.6 Stromnetze (ef.Ruhr)

Ziel der durchgeführten Untersuchungen im Bereich der Stromnetze ist die Berechnung des Investitionsbedarfs sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz für das Jahr 2050. Hierfür müssen geeignete Modelle entwickelt werden. Als Eingangsdaten für diese Modelle werden die entwickelten Szenarien und der sich ergebende Kraftwerkseinsatz genutzt.



**ABBILDUNG 9: BERECHNUNG DES INVESTITIONSBEDARFS IM ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZ**

Quelle: Eigene Darstellung

## Übertragungsnetz

Zur Berechnung des Investitionsbedarfs im Übertragungsnetz wird ein Netzmodell mit reduzierter Knotenanzahl verwendet. Das Modell bildet das deutsche Übertragungsnetz und das europäische Ausland ab. Auf Basis vorangegangener Untersuchungen ergibt sich für jedes Szenario der entsprechende Kraftwerkseinsatz für alle 8.760 Stunden eines Jahres.

Unter Verwendung der ermittelten Zeitreihen werden anhand des Netzmodells Lastflussberechnungen durchgeführt. Die ermittelten Zeitreihen berücksichtigen hierbei bereits den Einsatz der Spitzenkappung als Planungskriterium. Hierbei wird von einer pauschalen Spitzenkappung ausgegangen, welche eine Reduktion der eingespeisten Jahresenergie von 3 % berücksichtigt. Die im Netzmodell ermittelten Leistungsflüsse werden mit den thermischen Grenzströmen der Leitungen abgeglichen. Im Rahmen der Netzplanung gilt es sicherzustellen, dass auch bei Ausfall einer Komponente es nicht zu unzulässigen Grenzwertverletzungen kommt. Die Berücksichtigung dieses n-1-Kriteriums erfolgt im verwendeten Gleichstrom-Modell (engl.: Direct current, DC) über die Festlegung des thermischen Grenzstromes auf 70 % der Übertragungskapazität einer Trasse.

Basis für die betrachteten Ausbaumaßnahmen sind die im Netzentwicklungsplan (NEP) enthaltenen Maßnahmen des Szenarios B 2030. Darüber hinaus werden weitere reine Maßnahmen in Form von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) des Szenario B 2035 berücksichtigt. Diese zusätzlichen HGÜ-Maßnahmen werden im NEP im Sinne einer Nachhaltigkeitsprüfung ermittelt und sollen in den kommenden Netzentwicklungsplänen geprüft werden.<sup>54</sup> Ausgehend von dieser Basis wird der sich darüber hinaus ergebende Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für den Zeithorizont 2050 ermittelt. Anhand aller berücksichtigten Ausbaumaßnahmen kann dann der Investitionsbedarf für die einzelnen Szenarien berechnet werden.

## Verteilnetz

In der Niederspannung (NS) und Mittelspannung (MS) werden Lastflussberechnungen mit repräsentativen Netzen durchgeführt. Hierfür werden zunächst die installierten Leistungen auf Bundeslandebene anhand von definierten Regionalisierungsschlüsseln auf die Gemeindeebene heruntergebrochen (siehe Anhang A.2.2). Im Rahmen der Netzbewertung erfolgt eine Analyse der netzauslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle. Hierbei wird das 3 %-Planungskriterium der Spitzenkappung berücksichtigt. Erforderliche Netzausbaumaßnahmen können sowohl durch die Verletzung von thermischen Grenzwerten als auch des zulässigen Spannungsbandes hervorgerufen werden. Im Rahmen dieser Studie wird hierbei von einer symmetrischen Aufteilung des Spannungsbandes ausgegangen. Die Berücksichtigung des n-1-Prinzips in der Mittelspannung erfolgt über die Berücksichtigung der thermischen Grenzströme. Die verwendeten Netzausbaumaßnahmen sind definierte Standardnetzausbaumaßnahmen.

Ein zentraler Aspekt der Untersuchungen stellt die Berücksichtigung der Sektorenkopplung dar. Hierbei gilt es sowohl das Betriebsverhalten als auch die in der Netzplanung zu berücksichtigende Leistung für die Einbindung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen festzulegen. Im Rahmen der Studie wird für die Netzplanung von einem stochastischen Ladeverhalten bzw. Betriebsverhalten ausgegangen, welches im Falle der Elektromobilität vom Mobilitätsverhalten und den Komfortanforderungen der Netznutzer abhängig ist (siehe Anhang A.2.2). Für die Berücksichtigung der Elektromobilität wird von einer Ladeleistung von 11 kW ausgegangen, da diese heute die Grenze für die Anmeldepflicht im Sinne der geltenden Technischen Anschlussbedingungen (TAB)<sup>55</sup> darstellt. Die sich ergebende Leistung für die Netzplanung kann jedoch auch als eine höhere Leistung (z. B. 22 kW) mit einer entsprechenden Möglichkeit des Eingriffes durch z. B. den Netzbetreiber interpretiert werden. Im Falle von Schnellladesäulen wird von einer Leistung von 150 kW und einem gleichzeitigen Laden an diesen Schnellladesäulen ausgegangen (siehe Anhang A.2.2).

Abweichend zur NS- und MS-Ebene wird der Investitionsbedarf in der Hochspannungs- (HS) Ebene nicht durch Lastflussbetrachtungen berechnet. Dieser wird auf Basis des Zubaus dezentraler Energieerzeugungsanlagen und des Investitionsbedarfs der dena-Verteilnetzstudie<sup>56</sup> extrapoliert.

---

<sup>54</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

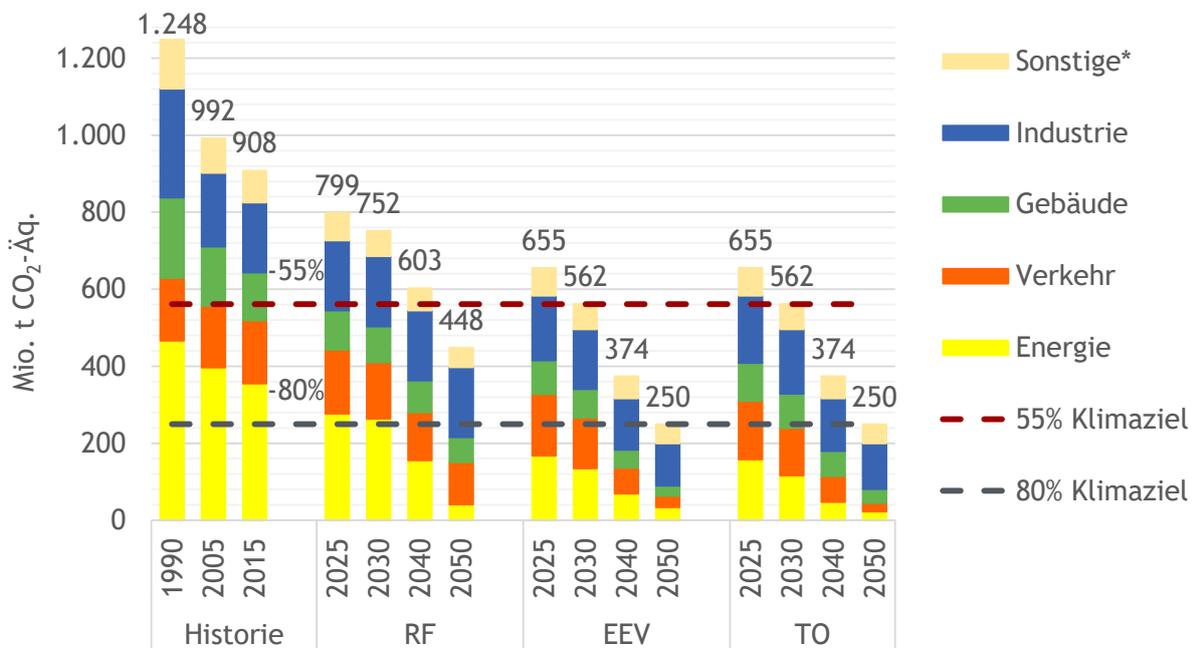
<sup>55</sup> Vgl. BDEW e.V. (2011)

<sup>56</sup> Vgl. dena (2012)

## 3 MODELLERGEBNISSE

### 3.1 Überblick Treibhausgasemissionen

In den Szenarien *EEV* und *TO* werden die klimapolitischen Zielvorgaben Deutschlands für 2030 (minus 55 % Treibhausgaseminderung gegenüber 1990) und 2050 (minus 80 %) als verbindlich angenommen. Im *RF* hingegen werden die Zielvorgaben verfehlt, da über bestehende Maßnahmen hinaus keine weiteren Instrumente zur Sicherstellung der Zielerreichung angenommen werden. Im *RF* beträgt die Minderung der Treibhausgasemissionen in 2030 daher lediglich 40 % und in 2050 64 %. In Abbildung 10 wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in den Basisszenarien dargestellt.



\* Land- und Abfallwirtschaft exogen. Annahmen gemäß Klimaschutzplan 2050 und Fortschreibung ab 2030

#### ABBILDUNG 10: ÜBERBLICK TREIBHAUSGASEMISSIONEN IN DEN BASISSZENARIOEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMUB (2016)

Die Entwicklungen in der Land- und Abfallwirtschaft werden als exogen gegeben angenommen. Der vorgegebene Pfad orientiert sich am Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung und wird bis 2050 moderat fortgeschrieben.<sup>57</sup> Die Emissionen dieser zwei Wirtschaftszweige liegen annahm gemäß bei 66 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2030 und sinken auf 50 Mio. t in 2050. Diese Werte werden für alle

<sup>57</sup> Vgl. BMUB (2016)

Szenarien und Sensitivitäten - inklusive der Sensitivität 2 mit 95 % Treibhausgasminderungsziel - als konstant angenommen.

Im *RF* bleibt vor allem der Verkehrssektor deutlich hinter den Zielszenarien zurück. Es verbleiben 109 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2050. Dies übersteigt die CO<sub>2</sub>-Mengen im *EEV* Szenario (30 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) beziehungsweise im *TO* Szenario (22 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.) um den Faktor 4 bis 5. Im Energie-, Gebäude- und insbesondere Industriesektor erfolgen ebenfalls signifikant geringere Emissionsminderungen im Vergleich zu den Zielszenarien.

In den Szenarien *EEV* und *TO* ergibt sich ein vergleichbares Gesamtbild. In den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr verbleiben in 2050 insgesamt 90 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im *EEV* beziehungsweise 81 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im *TO*, in allen Sektoren kommt es zu einer signifikanten Reduktion von mindestens 82 %. Mit 109 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im *EEV* beziehungsweise 119 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. im *TO* verbleibt ein großer Anteil der Emissionen im Industriesektor. Diese Restmengen resultieren vor allem aus schwer vermeidbaren Prozessemissionen und der Verbrennung von Kohle und Koks in Produktionsprozessen. Eine genauere Betrachtung der verbleibenden Emissionen erfolgt im Rahmen der Sensitivität 2 - 95 % Treibhausgasminderung in 2050.

## 3.2 Endverbrauchssektoren

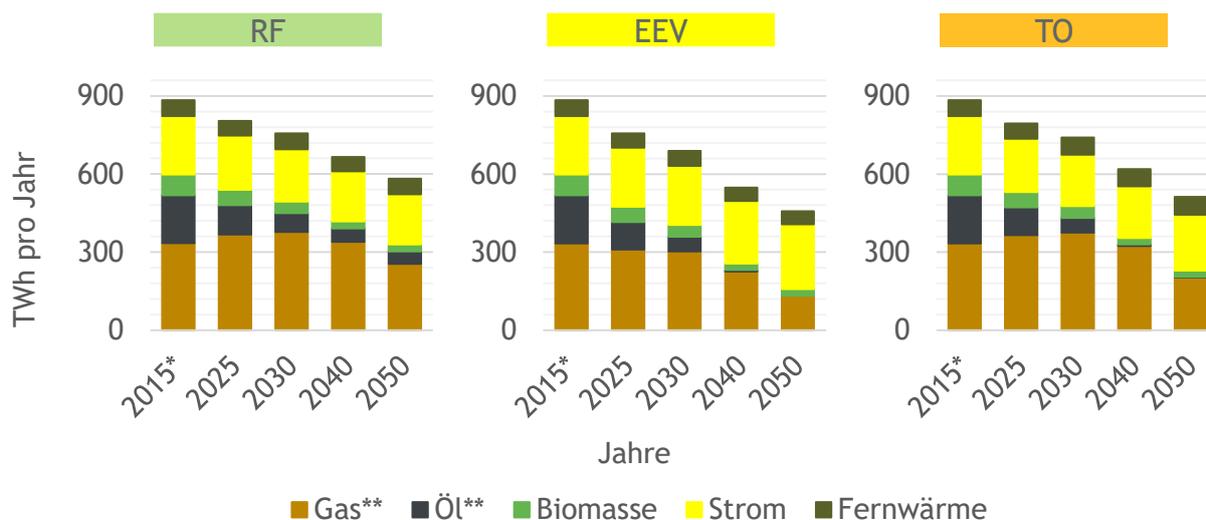
### 3.2.1 Gebäudesektor

#### Entwicklung Endenergieverbrauch

In Abbildung 11 ist der aggregierte Endenergieverbrauch des Gebäudesektors für die drei Basisszenarien dargestellt. Dieser beinhaltet für Wohngebäude den Endenergiebedarf privater Haushalte sowie für Nichtwohngebäude den Endenergiebedarf des GHD-Sektors abzüglich Prozesswärme nach AGEB (2016).<sup>58</sup> Energiemengen zur Bereitstellung von Prozesswärme in Nichtwohngebäuden werden der Industrie zugerechnet.

---

<sup>58</sup> Vgl. AGEB e.V. (2016a) und AGEB e.V. (2016b)



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

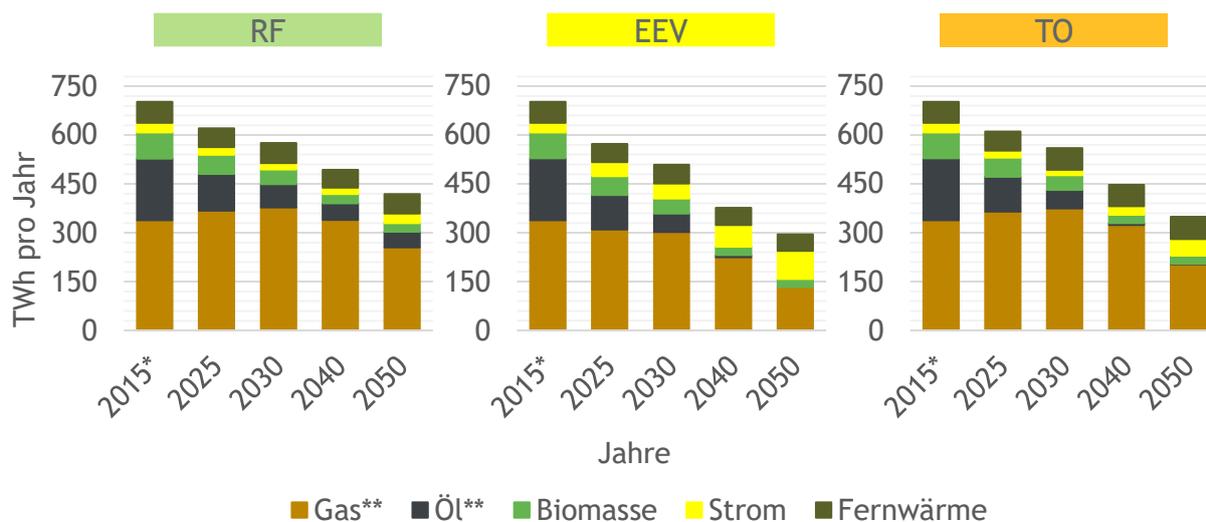
#### ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM GEBÄUDESEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

In sämtlichen Szenarien ist ein deutlicher Rückgang des Endenergieverbrauchs zu sehen. In Szenario *EEV* fällt der Rückgang am stärksten aus: Der Bedarf in 2050 ist hier nur etwa halb so hoch wie in 2015. Weniger stark fällt die Verbrauchssenkung in Szenario *TO* aus. Der Energiebedarf in Szenario *RF* bleibt mittel- und langfristig auf dem höchsten Niveau. Jedoch fällt der Bedarf auch hier um ca. 34 % ab.

Der Endenergieverbrauch sinkt unter anderem durch den rückgängigen Bedarf an Haushaltsstrom für Wohngebäude sowie IKT- und Nutzerstrom für Nichtwohngebäude. Effizienzsteigerung von Haushaltsgeräten und Leuchtmitteln sind beispielhafte Treiber für diese Entwicklung. Es wird für alle Szenarien von einem rückgängigen Bedarf nach Haushaltsstrom, IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) und Nutzerstrom von insgesamt 14 % in 2050 gegenüber 2015 ausgegangen (minus 25 TWh).

Der wesentliche Bestandteil des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor ist jedoch die Energienachfrage zur Deckung des Nutzwärmebedarfs. Raumwärme- und Warmwasserbedarf stellen in 2015 einen Anteil von knapp 80 % am gesamten Endenergiebedarf des Gebäudesektors. Die Entwicklung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor ist in Abbildung 12 dargestellt.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

#### ABBILDUNG 12: ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS FÜR RAUMWÄRME UND WARMWASSER

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

In allen Szenarien geht der Energiebedarf für Nutzwärme deutlich zurück. In Szenario *RF* erfolgt eine Minderung um 40 %, in Szenario *TO* um 50 % und in Szenario *EEV* sogar um 58 %. Dies ist auf zwei Faktoren zurückzuführen: Einerseits reduziert sich der Wärmebedarf von Gebäuden durch eine fortschreitende Sanierung von Wohngebäuden. Andererseits hat der eingesetzte Technologiemix aufgrund unterschiedlicher energetischer Effizienz zwischen den Technologien sowie genereller Effizienzsteigerungen im betrachteten Zeitraum einen signifikanten Einfluss auf den Endenergieverbrauch. So erzeugen moderne elektrische Wärmepumpen je eingesetzter Energiemenge ungefähr viermal mehr Nutzwärme als veraltete Ölheizungen.

Innerhalb des *RFs* werden keine nationalen Anreize zur Emissionseinsparung im Gebäudesektor gesetzt. Der Einsatz von Gas steigt mittelfristig - ölbetriebene Heizungen werden unter der angenommenen Brennstoffpreisentwicklung hierdurch teilweise aus dem Markt verdrängt. Die Nachfrage nach Biomasse sinkt im Gebäudesektor aufgrund eines abnehmenden Nutzwärmebedarfs durch zunehmende Sanierung. Die Stromnachfrage zur Wärmebereitstellung nimmt dagegen moderat zu. Die genutzte Energiemenge an Fernwärme bleibt konstant.

Zur Erreichung der deutschen Klimaziele wird in Szenario *EEV* die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser annahmegemäß stark elektrifiziert. Die Nachfrage nach allen anderen Brennstoffen (Gas, Öl und Biomasse) ist dagegen stark rückläufig: Die annahmegemäß steigende Anzahl elektrischer Heizsysteme verdrängt zunächst ölbasierte Technologien und im weiteren Verlauf (vor allem nach 2030) zudem gasbasierte Technologien. Fernwärme wird ebenfalls teilweise durch Wärmepumpen substituiert.

In Szenario *TO* werden keine Vorgaben bezüglich der Elektrifizierung gemacht. Dadurch stellt sich ein deutlich anderer Verlauf ein. Mittelfristig (bis 2030) sind Gasheizungen kosteneffizient und

werden deutlich zugebaut. Sie ersetzen CO<sub>2</sub>-intensivere ölbetriebenen Heizungen. Erst nach 2030 ist unter angenommener Kostendegression für Wärmepumpen und steigender Treibhausgasminde-  
rungsziele die Nutzung strombetriebener Heizungstechnologien vorteilhaft und wird deutlich aus-  
gebaut. Aufgrund der großen baulichen Heterogenität des Gebäudebestandes können Kosten des  
gebäudeseitigen Wärmeversorgungssystems, welche nicht die direkte Heizungsanlage betreffen  
(beispielsweise Umstellung auf Fußbodenheizung), nur stark vereinfacht abgebildet werden. Eine  
genauere Analyse ist erforderlich, um Wechselkosten zwischen verschiedenen Heizungssystemen  
besser beurteilen zu können.

Da das Biomassepotential zur energetischen Nutzung beschränkt ist, steht ihr Einsatz in den ver-  
schiedenen Sektoren in Konkurrenz zueinander. Aufgrund höherer Vermeidungskosten in anderen  
Sektoren (besonders in der Industrie) ist eine Zunahme des Biomasseeinsatzes im Gebäudesektor  
daher nicht zu beobachten. Der Bedarf an Fernwärme bleibt dagegen trotz des Rückgangs der  
Energienachfrage konstant. Dies ist auf Kostenvorteile, insbesondere aufgrund der bestehenden  
Infrastruktur, zurückzuführen.

### Entwicklung des energetischen Zustands

Neben Anlageneffizienz haben Sanierungsrate und -tiefe des Gebäudebestands erheblichen Ein-  
fluss auf die Entwicklung des Endenergieverbrauchs durch den Gebäudesektor. Während in Szena-  
rio *RF* eine Fortschreibung der aktuellen Sanierungsrate in Höhe von 1,1 %<sup>59</sup> erfolgt, wird die Sa-  
nierung in den beiden anderen Szenarien modellendogen optimiert.<sup>60</sup>

Die Umsetzung der exogen vorgegebenen Sanierungsrate in *RF* führt zu einer deutlichen Verbes-  
serung der Energieeffizienz des Gebäudeparks. Während in 2015 etwa 38 % der Gebäude nicht  
sanieren sind, fällt dieser Anteil bis 2050 auf knapp 8 %. Auch der Anteil teilweise sanierter Wohninf-  
rastruktur geht von 33 % in 2015 auf etwa 20 % in 2050 zurück. Dies impliziert einen Anteil von  
72 % vollsanierter Wohnungen.

In den Szenarien *EEV* und *TO* schreitet die Sanierung deutlich schneller voran. Bis 2040 existieren  
kaum noch unsanierte Wohnungen, in 2050 ist der komplette Gebäudepark vollsaniert.<sup>61</sup> In beiden  
Szenarien wird die maximale jährliche Sanierungsrate voll ausgeschöpft, ihr Verlauf ist somit iden-  
tisch. Die Ergebnisse zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen umfassende Sanierungen eine  
relevante Vermeidungsoption des Gebäudesektors sind. Es ist zu berücksichtigen, dass die Kosten  
mittels einer zweistufigen Sanierung hier stark vereinfacht dargestellt werden. In der Realität  
erfolgt eine (Voll-)Sanierung aus einer Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen, deren Grenzkosten mit  
steigender Sanierungstiefe exponentiell steigen.

---

<sup>59</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2014)

<sup>60</sup> Siehe Abschnitt 2.3.2.

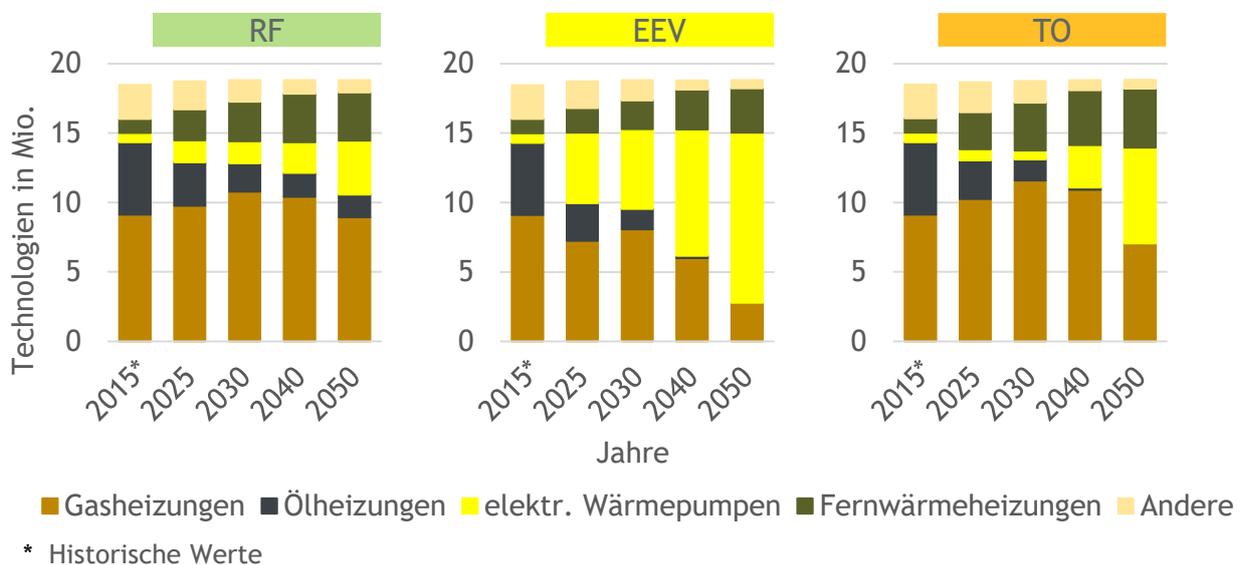
<sup>61</sup> Der Effekt einer Sanierung ist abhängig von der Gebäudeklasse. Denkmalgeschützte Altbauten können im Modell vollsaniert sein, der Nutz-  
wärmebedarf wird jedoch aufgrund baulicher Vorschriften nur geringfügig gesenkt. Somit sind bauliche Restriktionen berücksichtigt.

## Technologiemix zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden

Neben dem energetischen Zustand des Gebäudeparks beeinflusst auch die Wahl der genutzten Heizungstechnologie den Energiebedarf erheblich. Die Entwicklung des Technologiemix zur Wärmebereitstellung in Wohngebäuden wird in Abbildung 13 visualisiert. Bei den Heizungstechnologien wird zwischen den vier wichtigsten Heizungstypen unterschieden: Gas- und Ölheizungen, elektrisch betriebene Wärmepumpen sowie Nutzung von Fernwärme. Weitere Anlagen wie Kohle- oder Pellet-Heizungen werden nicht gesondert betrachtet.

Bei den Ergebnissen muss berücksichtigt werden, dass die hohe Heterogenität des Gebäudesektors im Modell nur approximiert abgebildet werden kann. In Realität existieren Gebäude, bei denen eine Ölheizung nur schwer substituiert werden kann, da sie zum einen fehlenden Anschluss an Infrastruktur und zum andern keine geeignete Baustruktur für die Verwendung von Wärmepumpen besitzen. Themen des Anschlusses und der baulichen Substanz der Gebäude sind im Modell berücksichtigt, sind jedoch aufgrund der schwachen Datenlage stark durch Annahmen getrieben.

In Szenario *RF* wird ein konservativer Zubau von Wärmepumpen auf knapp 3 Mio. in 2050 angenommen.<sup>62</sup> Der Anteil an Gasheizung wächst bis 2030 auf gut 10 Mio. leicht an und geht anschließend bis 2050 auf das heutige Niveau zurück. Ölheizungen werden kurz- und mittelfristig substituiert, langfristig behaupten sie jedoch einen Anteil von 8,7 %. Außerdem erfolgt ein starker Ausbau von Fernwärmeanschlüssen von heute etwa 1 Mio. auf 3,4 Mio. in 2050.



**ABBILDUNG 13: TECHNOLOGIEMIX WÄRMEBEREITSTELLUNG WOHNGBÄUDE**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf dena (2016) und BDEW e.V. (2014)

<sup>62</sup> Vgl. BMUB (2016) und Trendszenario in Agora Energiewende (2017a)

Das Szenario *EEV* zeichnet sich durch einen starken Zubau elektrischer Wärmepumpen aus. Bis 2050 werden per Annahme 13 Mio.<sup>63</sup> Wärmepumpen in deutschen Haushalten installiert. Die starke Elektrifizierung der Wärmebereitstellung drängt konventionelle Energieträger aus dem Markt. Gasheizungen gehen um etwa 23 % auf etwa 7 Mio. bis 2050 zurück. Ölheizungen halten lediglich bis 2030 signifikante Marktanteile. Die immer ambitionierteren Klimaziele führen bei einer Verdrängung von Gasheizungen bis 2025 zu einer kurzfristigen erneuten Nutzung als Brückentechnologie in 2030. Auch die Anzahl an Fernwärmeanschlüssen wird von elektrischen Wärmepumpen einstückweit verdrängt und liegt mit ca. 3 Mio. in 2050 niedriger als in Szenario *RF*.

In Szenario *TO* werden keine Vorgaben für die Beheizungsstruktur getroffen. Mittelfristig erfolgt eine Substitution von Öl- durch Gasheizungen. Die Anzahl an Wärmepumpen bleibt bis 2030 in etwa konstant. Erst danach erfolgt ein deutlicher Ausbau auf etwa 6,9 Mio. in 2050. Dabei werden teilweise auch wieder Gasheizungen ersetzt, sodass deren Verbreitung in 2050 leicht unter der heutigen Marktdurchdringung liegt. Es ist somit erkennbar, dass elektrische Wärmepumpen unter den getroffenen Annahmen bis 2030 nicht kosteneffizient im Gesamtsystem sind. Erst bei verschärften Klimazielen nach 2030 findet ein Zubau an Wärmepumpen im integrierten Energiesystem statt. Der Zubau findet vornehmlich in Gebäuden mit hohem Sanierungsgrad statt. Entsprechend sind die Kosten der Sanierung ein kritischer Treiber der Modellergebnisse. Einen weiteren

### Implikationen für NRW (1/2)

NRW hat die höchste Bevölkerungsdichte aller deutschen Flächenbundesländer. Mit den Metropolregionen Rhein-Ruhr und Rheinland verfügt NRW über zwei bedeutende Ballungszentren in Deutschland. In städtischen Regionen ist der Anteil an Mietwohnungen deutlich höher als auf dem Land. Im Bereich der Gebäudesanierung stellt dies NRW vor besondere Herausforderungen bei der Überwindung des *Mieter-Vermieter-Dilemmas*. Hier müssen besondere finanzielle Anreize gesetzt werden, um gesetzte Ziele unter anderem aus der „Effizienzstrategie Gebäude“ erreichen zu können.

Des Weiteren ist in NRW der Anteil an Gasheizungen mit etwa 58 % deutlich höher als im bundesdeutschen Schnitt (48 %). Ölheizungen sind dagegen weniger stark verbreitet als im Rest Deutschlands (24 % gegenüber 29 %). Gerade in Szenario *TO* werden Ölheizungen durch Gasheizungen substituiert. Hier hat somit NRW eine gute Ausgangsposition, die bestehende Gasinfrastruktur auch mittel- bis langfristig zu nutzen.

Alle Szenarien weisen zudem einen verstärkten zukünftigen Einsatz von Fernwärme in Wohngebäuden auf. Die dichte Siedlungsstruktur des Rhein-Ruhr-Gebiets bietet mit seinen starken Ballungszentren hierbei gute Voraussetzungen für die Nutzung von Nah- und Fernwärme, da durch die räumliche Nähe von Verbrauchern, Industrie und Kraftwerken eine verlustarme und kosteneffiziente Verteilung gewährleistet werden kann.

<sup>63</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017a)

wichtigen Bestandteil des Technologiemix-Szenarios stellen Fernwärmeheizungen dar. Der absolute Fernwärmeverbrauch bleibt bis 2050 relativ konstant, durch die energetische Aufwertung der Wohnhäuser sinkt jedoch der Energieverbrauch je Haushalt. Fernwärmeanschlüsse werden so bis 2050 kontinuierlich auf ca. 4,3 Mio. ausgebaut.

### **Implikationen für NRW (2/2)**

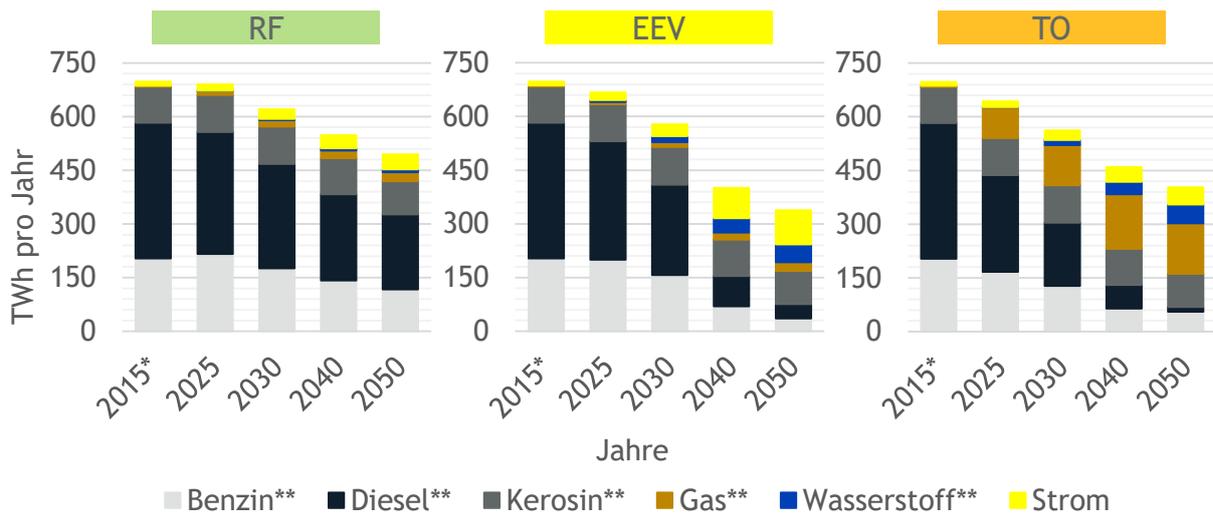
Das Wärmenetz in NRW ist zudem gut ausgebaut und zählt mit einer Netzlänge von 4.633 km als dichtestes und leistungsfähigstes Nah- und Fernwärmenetz Europas (vgl. AGFW e.V. (2016)). Der geplante Ausbau und Zusammenschluss der Fernwärmeleitungen durch das Projekt Fernwärmeschiene-Rhein-Ruhr trägt zusätzlich zur weiteren Erschließung der Fernwärmepotentiale bei.

Gegenwärtig wird mit etwa 78 % der Großteil des Fernwärmeverbrauchs in NRW durch Industrie und GHD bestimmt. Wohngebäude machen dagegen lediglich 22 % aus. Der Anteil an Fernwärme-basierten Heizungssystemen in Wohngebäuden liegt für NRW bei 5 % und damit weit unterhalb des bundesweiten Durchschnitts mit 13,5 % (vgl. BDEW (2015)). Es zeigt sich somit, dass hier Potentiale bestehen, auf die zukünftig zurückgegriffen werden sollte.

### 3.2.2 Verkehrssektor

#### Übersicht Endenergiebedarf

In Abbildung 14 ist der Endenergiebedarf zur Deckung des inländischen Personen- und Güterverkehrs dargestellt.

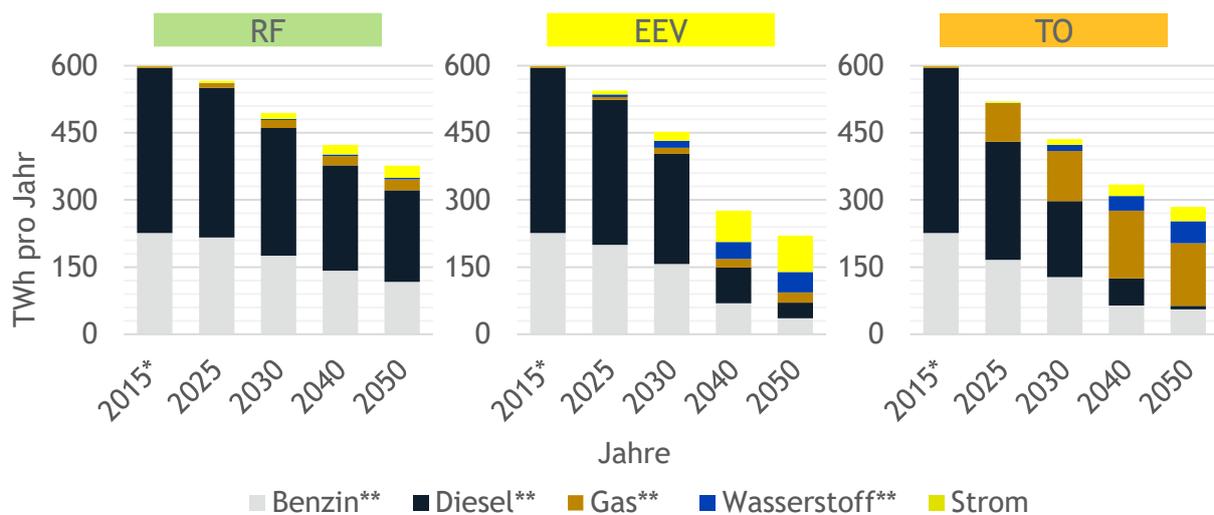


\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

**ABBILDUNG 14: ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM VERKEHRSSSEKTOR**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

Der Verkehrssektor ist unterteilt in Straßen-, Schienen-, Luft- und Binnenschiffverkehrsverkehr. Der Anteil der Binnenschiffahrt von weniger als 0,5 % am gesamten Endenergiebedarf ist vergleichsweise gering. Im Luftverkehr wird über alle Szenarien hinweg überwiegend Kerosin eingesetzt - der Bedarf bleibt über alle Szenarien hinweg bis 2050 recht stabil. Der Schienenverkehr ist bereits heute weitgehend elektrifiziert, der Elektrifizierungsgrad steigt künftig leicht von ca. 92 % auf knapp 95 %. Der wichtigste Verkehrszweig mit einem Anteil von knapp 86 % in 2015 am Endenergieverbrauch ist der Straßenverkehr. Zur genaueren Betrachtung ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Straßenverkehr in Abbildung 15 nach Energieträgern aufgeschlüsselt.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

#### ABBILDUNG 15: ENTWICKLUNG DES ENDENERGIEVERBRAUCHS IM STRASSENVERKEHR

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGE B e.V. (2017)

In allen Szenarien ist ein deutlicher Rückgang des Energiebedarfs zu beobachten. Diese Entwicklung ist insbesondere getrieben durch die Verbesserung des Wirkungsgrads konventioneller Antriebe (beispielsweise durch Downsizing<sup>64</sup> oder Hybridisierung) sowie den Einsatz neuer effizienterer Technologien (Elektro- oder Brennstoffzellenautos). Im *RF* ist ein Rückgang um 37 %, in *TO* um 52 % und in *EEV* - getrieben durch die starke Elektrifizierung - sogar um über 63 % bis 2050 zu verzeichnen. In *RF* bleiben langfristig Benzin und Diesel die dominanten Brennstoffe im Straßenverkehr. Dies liegt an der exogenen Annahme, dass im Verkehrssektor die nationalen Klimaziele nicht erreicht werden und daher keine Anreize für eine zusätzliche Emissionseinsparung im Verkehrssektor bestehen. In *EEV* werden diese ab 2030 durch signifikante Anteile von Wasserstoff und Strom sukzessive ersetzt. Mittel- und langfristig werden Gasantriebe in Szenario *TO* stark ausgebaut - während Gas in *RF* und *EEV* lediglich eine untergeordnete Rolle spielt. Im technologieoffenen Szenario stellen Gasantriebe insbesondere kurzfristig und mittelfristig eine kosteneffiziente Möglichkeit zu Emissionseinsparungen dar und verdrängen CO<sub>2</sub>-intensive Benzin- sowie Dieselttechnologien aus dem Markt. Außerdem gewinnen Wasserstoff und Strom nach 2030 signifikante Marktanteile, sie sind damit langfristig wettbewerbsfähig. Benzinantriebe verlieren zwar bis 2050 stark an Bedeutung, behalten jedoch relevante Marktanteile, während Diesel bis 2050 beinahe komplett aus dem Technologiemarkt verschwindet.

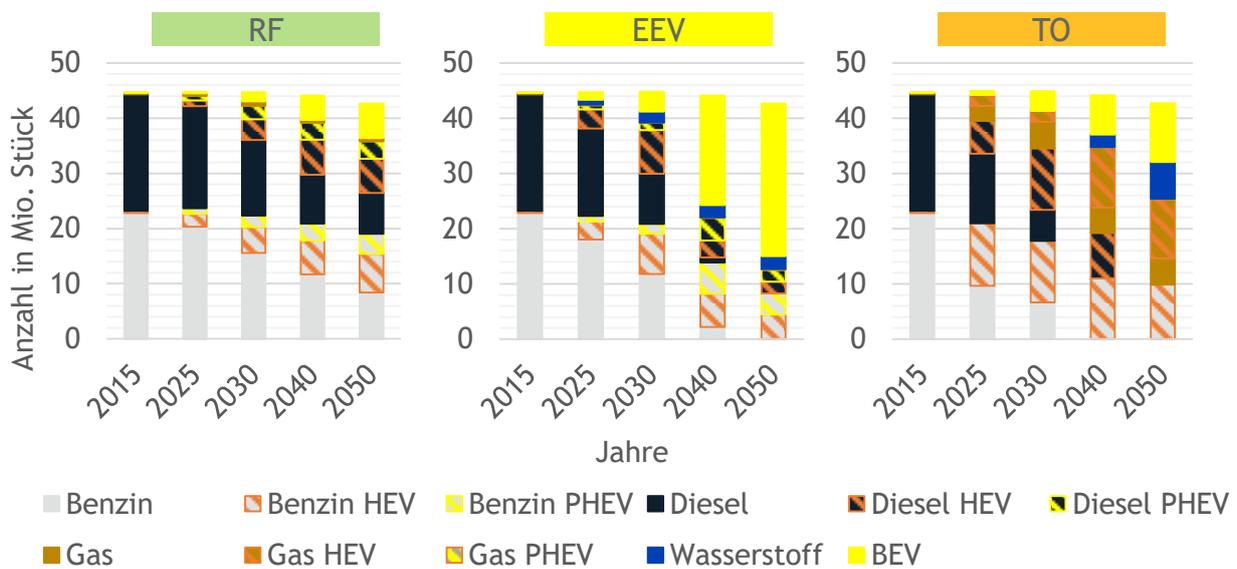
Die jeweiligen Technologien weisen jedoch hohe Wirkungsgradunterschiede auf. Elektroantriebe können beispielsweise 90-95 % erreichen, während konventionelle Antriebe lediglich eine Effizienz

<sup>64</sup> Infolge der Entwicklung leistungsfähigerer Werkstoffe kann durch die Reduktion des Hubraums der spezifische Kraftstoffverbrauch gesenkt werden.

von ca. 45 % aufweisen. Der Endenergiebedarf gibt somit nur eingeschränkt den Beitrag der jeweiligen Antriebsart zur Deckung der Mobilitätsnachfrage wieder. Deshalb wird im Folgenden der Technologiemix in den Flotten für die drei betrachteten Fahrzeugtypen PKW, LNF und LKW diskutiert.

### Entwicklung bei Personenkraftwagen

Die Entwicklung der PKW-Flotte in den drei Basisszenarien ist in Abbildung 16 dargestellt.



**ABBILDUNG 16: TECHNOLOGIEMIX PKW-FLOTTE**

Quellen: Eigene Berechnungen

In Szenario *RF* werden historische Entwicklungen fortgeschrieben. Benzin- und Dieselantriebe dominieren die PKW-Flotte langfristig. In Zukunft werden konventionelle Antriebe jedoch nach und nach hybridisiert, einfache Hybride (HEV) gewinnen Marktanteile. Diese erzeugen mittels Rekuperation bei Beschleunigungs- und Bremsvorgängen Elektrizität zur späteren Verwendung. Außerdem gewinnen Plug-In-Hybride (PHEV), deren Batterien neben der Rekuperation auch Elektrizität an Ladestationen oder Wall-Boxes aufnehmen können, Marktanteile. Rein elektrisch betriebene PKW (BEV) werden bis 2050 kontinuierlich mit geringem Wachstum ausgebaut. Gas spielt lediglich eine untergeordnete Rolle.

Auch in Szenario *EEV* können Gasantriebe keine signifikanten Marktanteile gewinnen. Kurz und mittelfristig findet eine Hybridisierung der konventionellen Antriebe statt. Zudem werden geringe Mengen Wasserstoff in brennstoffzellenbetriebenen PKW verwendet. Nach 2030 erfolgt ein rascher Ausbau von Elektromobilität. Von den anderen Energieträgern bleiben lediglich geringe Anteile konventioneller Hybridtechnologien und Wasserstoffautos im Markt.

In Szenario *TO* werden bis 2030 zur Reduktion von Treibhausgasen konventionelle Antriebe vor allem durch einfache Hybride ohne externe Lademöglichkeit sowie gasbetriebene Fahrzeuge ersetzt. Ab 2030 erfolgt ein beschleunigter Ausbau von E-Mobilität auf gut 25 % in 2050. Auch Wasserstoffantriebe werden nach 2030 wettbewerbsfähig und gewinnen deutliche Marktanteile. Den wichtigsten Brennstoff stellt langfristig jedoch Gas dar: Knapp die Hälfte der PKW-Flotte in 2050 basiert auf Gasantrieben. Dieselmotoren werden bis 2050 komplett aus dem Markt gedrängt. Effiziente Benzinhybride stellen allerdings bis 2050 einen wichtigen Teil des Technologiemix. Insgesamt stellt sich in Szenario *TO* ein breiter Technologiemix ein.

Der Vergleich der Basisszenarien zeigt, dass insbesondere mittelfristig gasbasierte Antriebe eine Maßnahme zur kosteneffizienten Erreichung von Emissionseinsparungen im Verkehrssektor darstellen. Langfristig werden auch Strom- und Wasserstoffantriebe wettbewerbsfähig, sodass die zukünftige Entwicklung stark von der Lernkurve bei den Kosten dieser Technologien abhängen wird. Die Marktdurchdringung dieser Technologien wird wesentlich von Faktoren abhängen, die bei der modellbasierten Ermittlung kostenoptimaler Entwicklungspfade nicht berücksichtigt werden. Zentrale Fragestellungen sind hier das Komfortempfinden (z. B. Reichweite oder vorhandene Tankstelleninfrastruktur) oder Sicherheitsaspekte gasbasierter Antriebe. Daher sind weitere Anstrengungen in die Forschung und Entwicklung sinnvoll, um die Potentiale von Gas-, Wasserstoff- und Elektroautos besser abschätzen zu können. Während zur Erreichung der Klimaziele Dieselfahrzeuge früh aus dem Markt gedrängt werden, wird auch langfristig auf effiziente hybride Benzin-technologien gesetzt. Als Brennstoff ersetzen langfristig jedoch importierte synthetische Brennstoffe heute genutzte konventionelle Brennstoffe (siehe Abschnitt 3.3.2).

## Entwicklung bei leichten Nutzfahrzeugen

Analog zum PKW-Sektor erfolgt nachfolgend die Analyse der Entwicklung bei leichten Nutzfahrzeugen (LNF). Abbildung 17 illustriert die Verbreitung der einzelnen Technologien je Szenario und Stichjahr.

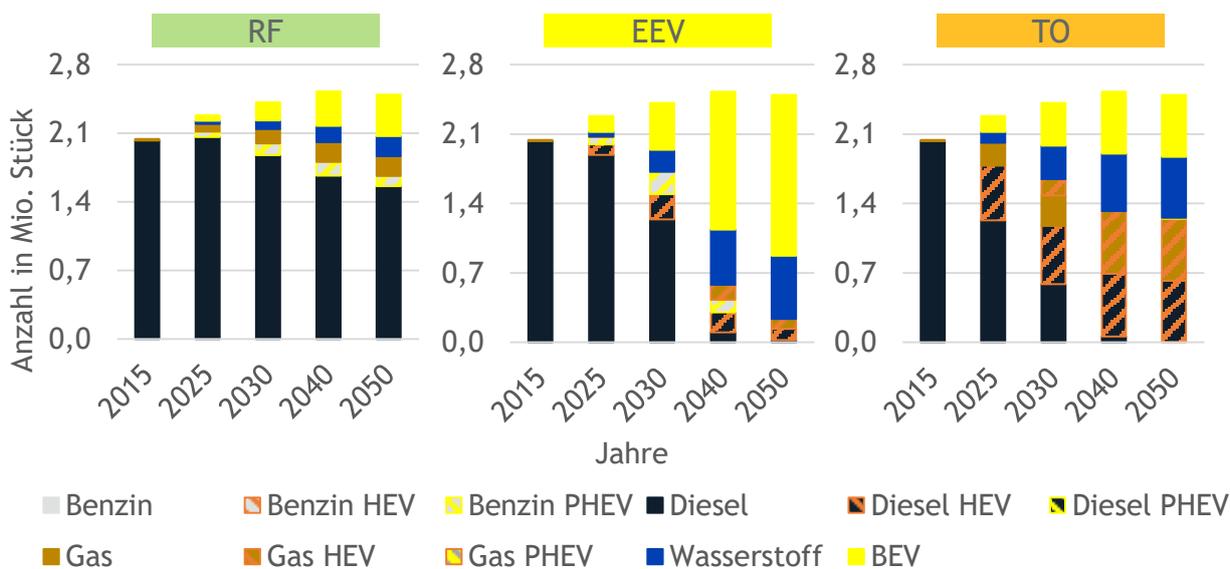


ABBILDUNG 17: TECHNOLOGIEMIX LNF-FLOTTE

Quellen: Eigene Berechnungen

Im *RF* dominieren im LNF-Markt auch langfristig dieselbasierte Technologien. Elektromobilität erschließt bis 2050 einen wichtigen Anteil des Marktes, geringe Marktanteile weisen Gas-, hybride Benzin- sowie Wasserstoffantriebe auf.

In Szenario *EEV* ist wiederum eine starke Elektrifizierung zu beobachten: Bis 2050 stellen reine Elektrofahrzeuge etwa 65 % der LNF-Flotte. Außerdem werden bis 2030 in geringem Umfang brennstoffzellenbasierte Transporter in den Markt gebracht, danach bauen diese ihren Marktanteil signifikant aus. Durch diesen Ausbau und die starke Elektrifizierung nach 2030 werden Dieselsechnologien nach 2030 aus dem Markt gedrängt. Gasantriebe spielen nur eine Nebenrolle.

Analog zum PKW-Markt wird im kosteneffizienten Szenario *TO* mittelfristig Diesel durch Gas ersetzt, um die Emissionen zu reduzieren. Konventionelle Antriebe werden hybridisiert und langfristig mit synthetischen Brennstoffen betrieben. Wasserstoff- und Elektromobilität wachsen insbesondere ab 2030 stark an.

## Entwicklung bei Lastkraftwagen

Anhand von Abbildung 18 erfolgt eine Betrachtung des LKW-Verkehrs.

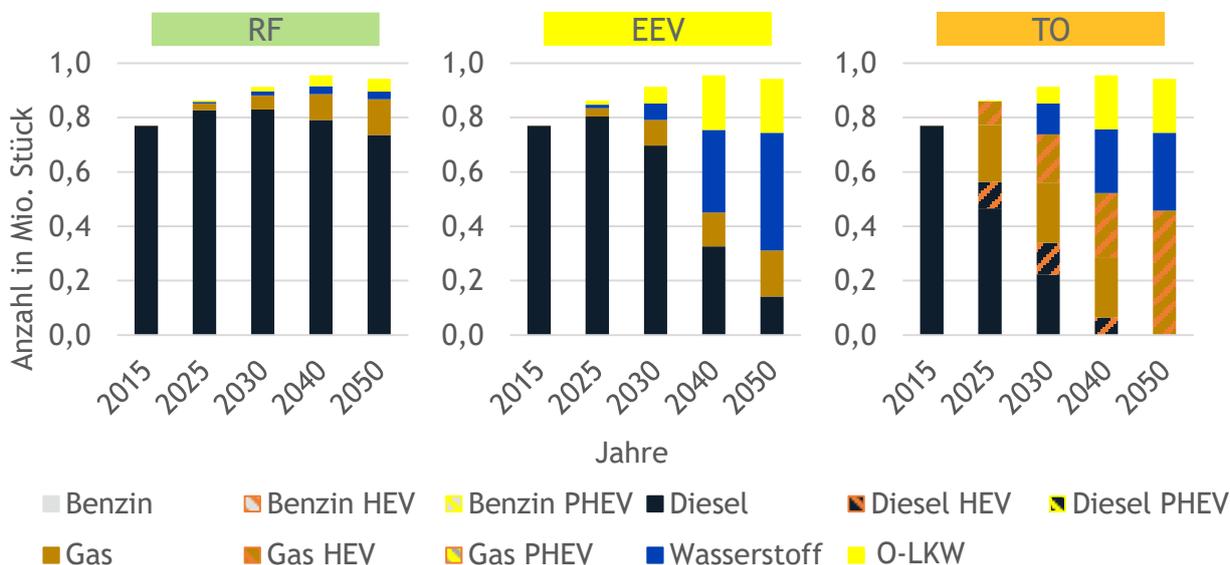


ABBILDUNG 18: TECHNOLOGIEMIX LKW-FLOTTE

Quellen: Eigene Berechnungen

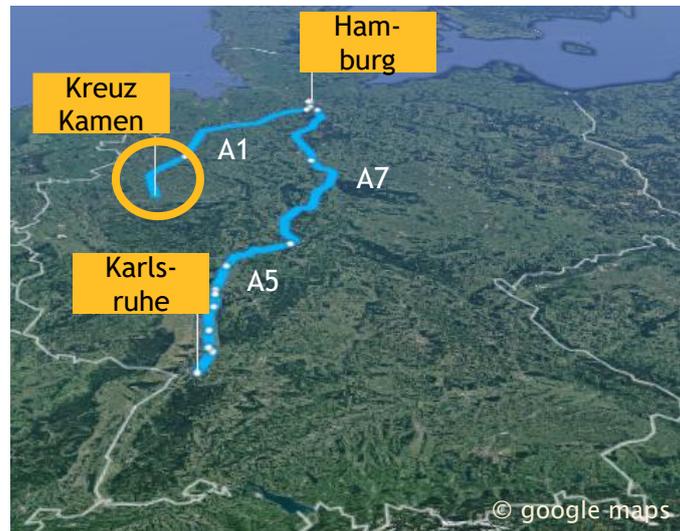
In Szenario *RF* zeigen sich lediglich geringe Änderungen in der Fahrzeugflotte. Dieselantriebe dominieren auch langfristig den Technologiemix. Lediglich Gasmotoren können kontinuierlich Marktanteile gewinnen. Oberleitungs-LKWs (O-LKWs) und Wasserstoffantriebe bleiben Randtechnologien.

In Szenario *EEV* ist eine weitgehende Elektrifizierung angenommen: O-LKWs werden bis zur angenommenen Obergrenze von ca. 21 % ausgebaut. Außerdem wird zunehmend elektrisch hergestellter Wasserstoff eingesetzt. Somit wird der LKW-Markt neben der direkten Elektrifizierung auch indirekt durch Power-to-X erzeugte Brennstoffe elektrifiziert. Zusätzlich substituieren Gasantriebe langfristig Dieselantriebe in geringem Umfang.

In Szenario *TO* erfolgt ebenfalls ein starker Ausbau von O-LKWs bis zur angenommenen Obergrenze. Zudem werden ab 2030 Wasserstoffantriebe zugebaut. Insbesondere mittelfristig substituieren vergleichsweise emissionsarme Gasantriebe Dieselantriebe. Auch langfristig erfolgt ein weiterer Ausbau, sodass gasbetriebene LKW in 2050 etwa einen 50 %-Anteil am Technologiemix innehaben.

### Implikationen für NRW

In Abbildung 19 sind die 900 meistbefahrenen Autobahnkilometer in Deutschland dargestellt.



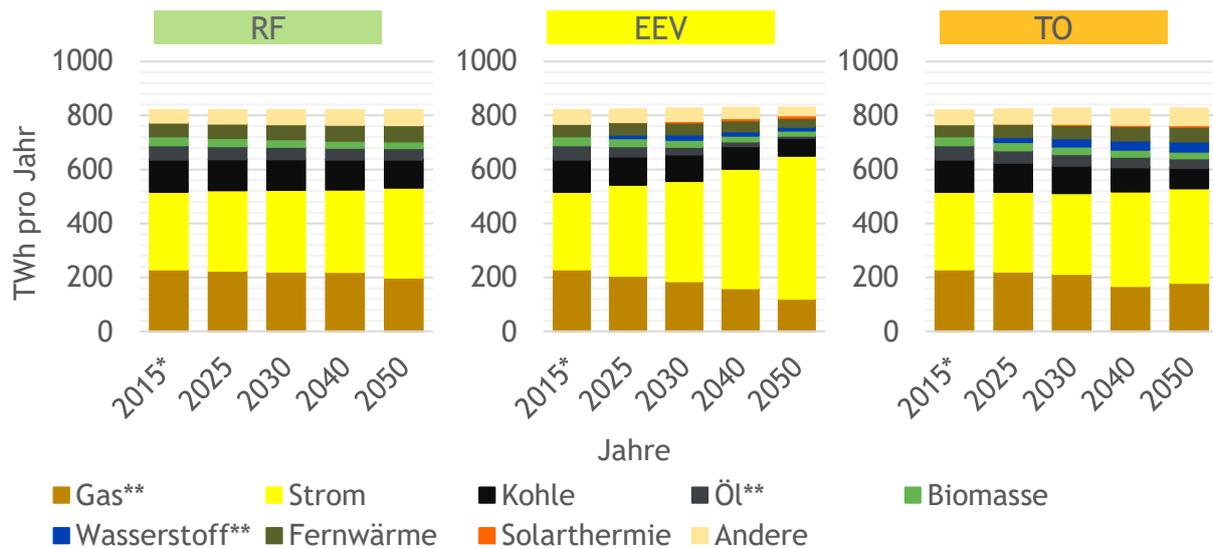
**ABBILDUNG 19: TOP 900 MEISTBEFAHRENE AUTOBAHNKILOMETER IN DEUTSCHLAND (LKW)**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg, M-Five (2017)

Neben der Verbindung von der Hafenstadt Hamburg in das besonders industriestarke Baden-Württemberg ist auch das Ruhrgebiet in NRW über das Kreuz Kamen an die meistbefahrenen Autobahnen angeschlossen. Erfolgt ein Aufbau von Oberleitungen auf diesen Strecken, so profitiert auch die Industrie in NRW von diesen Infrastrukturinvestitionen, da sich O-LKW in den Zielerreichungsszenarien als kosteneffiziente Option zur Emissionsreduktion erweisen.

### 3.2.3 Industriesektor

Nachfolgend werden die Entwicklungen im Industriesektor betrachtet. In Abbildung 20 ist der aggregierte Endenergieverbrauch für die drei Basisszenarien abgebildet. Dieser beinhaltet den Verbrauch für die Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme, Warmwasser, mechanischer Energie, Informations- und Kommunikationstechnologie sowie Beleuchtung. Das Vorgehen entspricht der Bilanzierungsmethode des Klimaschutzplans der Bundesregierung.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

**ABBILDUNG 20: ENDENERGIEVERBRAUCH DER INDUSTRIE**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

In allen Szenarien bleibt der Endenergiebedarf im Zeitablauf konstant. Zwei konträre Entwicklungen sind wesentliche Treiber. Einerseits sinkt durch technischen Fortschritt im Bereich der Produktionstechnologien im Zeitablauf der spezifische Energieverbrauch pro Einheit BIP. Es wird lediglich von einer moderaten Steigerung der Effizienz ausgegangen. Speziell energieintensive Industriezweige haben bereits heute in großem Umfang Effizienzpotentiale realisiert und zukünftige Einsparungen sind schwieriger zu erreichen. Andererseits wird von einem Produktionswachstum von 1,2 % pro Jahr ausgegangen.<sup>65</sup> Weiterhin sind im Gegensatz zum Verkehrs- und Gebäudesektor bei der Umstellung von Gas auf Strom nur geringe Wirkungsgradgewinne zu erwarten. Zum einen hat Gas in diesem Bereich einen hohen Wirkungsgrad und zum anderen wird in vielen Bereichen die entstehende Abwärme intensiv genutzt.

Im *RF* ist die prozentuale Verteilung der Energieträger im Zeitablauf relativ konstant. Lediglich zu beobachten ist eine geringfügige Substitution von Gas (minus 31 TWh) und Kohle (minus 14 TWh)

<sup>65</sup> Zum Vergleich wäre eine Absenkung des Produktionswachstums von 1,2 % pro Jahr auf 1,0 % (0,8 %) pro Jahr mit einem Rückgang der Endenergienachfrage im Industriesektor von ca. 50 TWh (90 TWh) verbunden.

durch Strom (plus 46 TWh). Der Anteil von Strom am Energiemix steigt von 37 % in 2015 auf 44 % in 2050. Die Nutzung von Fernwärme ist mit 7-8 % Anteil im gesamten Betrachtungszeitraum ein zentraler Faktor zur Deckung des industriellen Endenergiebedarfs.

In Szenario *EEV* erfolgt eine weitreichende Elektrifizierung (plus 242 TWh) der Bereitstellung von Prozesswärme durch Power-to-Heat Anlagen. Diese Umstellung ist größtenteils durch die Annahmen von Mindestanteilen an Elektrifizierung der Prozesswärme für die verschiedenen Temperaturniveaus bedingt. Bei der Ammoniakherstellung wird von der Nutzung der Wasserstoffelektrolyse ausgegangen, welche zusätzlich für einen signifikanten Anstieg der Stromnachfrage sorgt. Gas (minus 110 TWh), Öl (minus 45 TWh) und Kohle (minus 52 TWh) verzeichnen im *EEV* Szenario signifikante Rückgänge. Wasserstoff und Solarthermie kommen bei der Bereitstellung von Prozesswärme in geringem Umfang zum Einsatz.

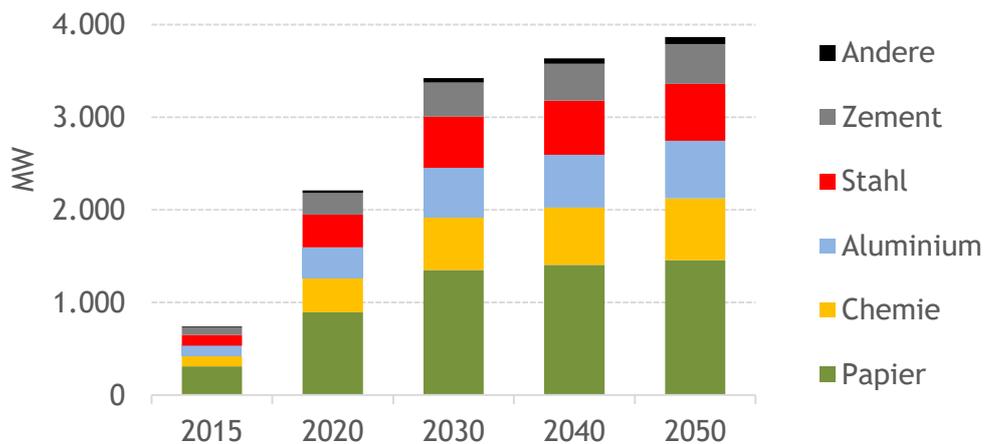
In Szenario *TO* ergibt sich ein ähnliches Bild wie im *RF*. Im Zeitablauf ist eine geringfügige Substitution von Gas (minus 50 TWh), Öl (minus 18 TWh) beziehungsweise Kohle (minus 43 TWh) durch Strom (plus 62 TWh) zu beobachten. Neben der Zunahme von Power-to-Heat Anlagen spielen Wasserstoff (insgesamt 39 TWh) und Fernwärme (insgesamt 62 TWh) für die industrielle Prozesswärme in 2050 eine wichtige Rolle. Wasserstoff ist für die industrielle Prozesswärme von größerer Bedeutung als Solarthermie. Während Letzteres vor allem für Prozesse mit niedrigen Temperaturniveaus geeignet ist, kann Wasserstoff für alle Temperaturbereiche eingesetzt werden. Es kann zudem zu einem gewissen Grad Erdgas beigemischt werden. Wasserstoff ist damit vielseitiger als Solarthermie.

### Entwicklung des Demand Side Management-Potentials

Das Potential für Lastmanagement, beziehungsweise Demand Side Management (DSM), in der Industrie spielt bei der Senkung der Spitzenlast und somit der Erhöhung der Versorgungssicherheit langfristig eine wichtige Rolle. Betrachtet wird an dieser Stelle das entwickelte DSM-Potential, welches je nach Auslastungsgrad der Anlagen anteilig zur Verfügung steht. Der Anteil steigt über die Zeit durch die Erschließung wirtschaftlichen DSM-Potentials und die Entwicklung zugehöriger Technologien (beispielsweise IT-Infrastrukturen). Bis 2050 steigt der Wert von geschätzten 700 MW in 2015 auf ca. 3.900 MW in 2050. Die in Abbildung 21 dargestellten Abschätzungen zum Erschließungsgrad orientieren sich am Netzentwicklungsplan 2030.<sup>66</sup> Es wird davon ausgegangen, dass ein Großteil des Potentials bereits bis 2030 erschlossen wird. Die Erschließung und das zugehörige Erlöspotential der Unternehmen sind stark abhängig vom zukünftigen regulatorischen Rahmen und der Entwicklung der Strompreise.

---

<sup>66</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2017a)



**ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG DES LASTMANAGEMENTPOTENTIALS IN DER INDUSTRIE**

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Statistiken der Industrie, Interviews im Rahmen von Forschungsprojekten sowie Bundesnetzagentur (2017a)

Die Zuordnung der Potentiale zu den jeweiligen Branchen basiert auf eigener Berechnung. Die Basis bilden die Produktionskapazitäten und Energieintensitäten der Branchen. Das Flexibilisierungspotential wurde anschließend mit Hilfe von statistischen Auswertungen der Produktionsprozesse und Interviews mit Industrievertretern errechnet. Mit 98 % entfällt der Großteil des DSM-Potentials auf die energieintensiven Branchen Aluminium, Zement, Chemie (insb. Chlor-Alkali-Elektrolyse), Stahl und Papier.

Ein Vergleich mit DSM-Potentialen in anderen Studien zeigt, dass Studien mit höheren Potentialen häufig eine abweichende Definition des Potentialbegriffs verwenden und zeitliche Horizonte zum Teil abweichen. Es lässt sich zwischen theoretischen Potentialen, technischen Potentialen und entwickelten DSM Potentialen unterscheiden. Abschätzungen für theoretische Potentiale in der deutschen Industrie gehen bis zu 15 GW.<sup>67</sup> Technische Potentiale sind geringer und betreffen in der Regel energieintensive Industrien. Das Umweltbundesamt schätzt das technische DSM Potential bei heute installierter Anlagentechnik auf 6 GW.<sup>68</sup> Abschätzungen für das wirtschaftliche und entwickelte DSM-Potential wiederum liegen mittelfristig zwischen 2 und 4 GW.<sup>69</sup> Die Abschätzungen der Studie beziehen sich auf wirtschaftliches und entwickeltes DSM-Potential bis 2050 und sind mit 3,8 GW insgesamt konservativ.

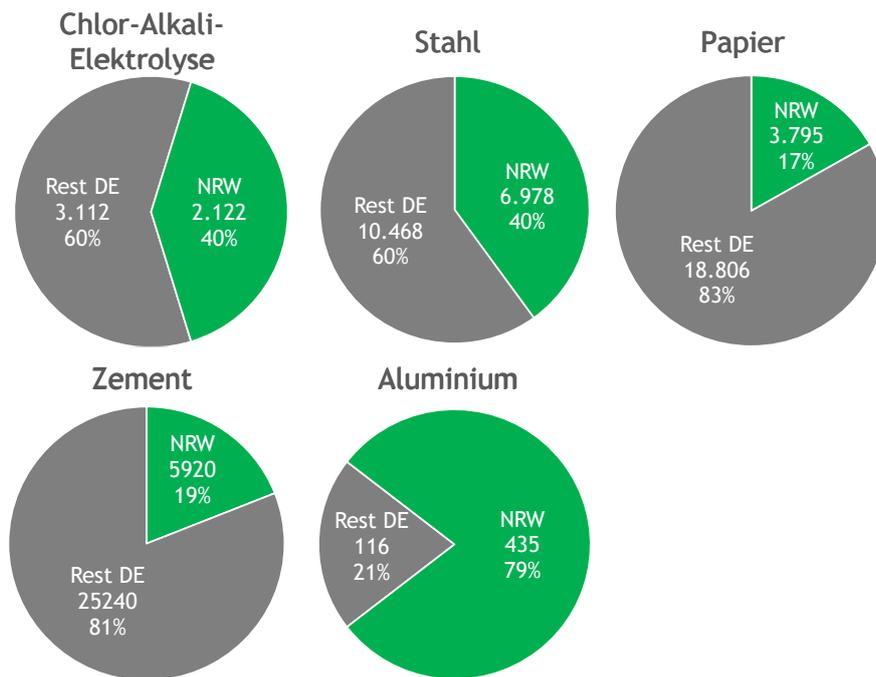
<sup>67</sup> Vgl. r2b energy consulting GmbH (2014)

<sup>68</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2015)

<sup>69</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2015) und Deutsche Energieagentur(dena) (2010)

### Implikationen für NRW

Die energieintensiven Branchen mit hohem DSM-Potential sind in NRW überdurchschnittlich ausgeprägt. Eine Zunahme des Flexibilisierungspotentials entspricht einem signifikanten Beitrag zur Senkung der Spitzenlast und der Erhöhung der Versorgungssicherheit.



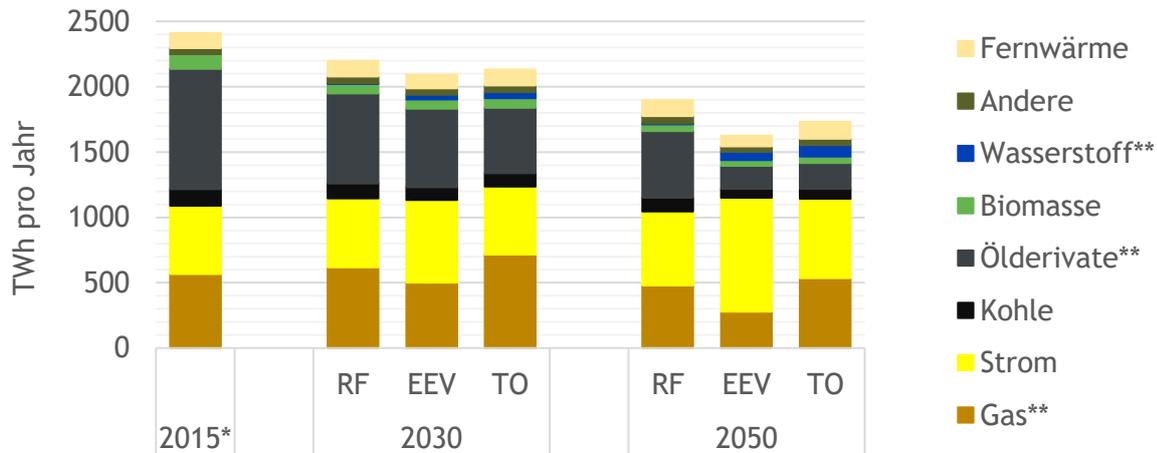
**ABBILDUNG 22: PRODUKTIONSKAPAZITÄTEN IN DEUTSCHLAND, 2015 [IN TSD. T]**

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Statistiken der Industrie, Interviews im Rahmen von Forschungsprojekten sowie Bundesnetzagentur (2017a)

## 3.3 Energiesektor

### 3.3.1 Aggregierter Endenergieverbrauch

Die Entwicklung der Energieeffizienz sowie des Technologiemitx in den betrachteten Endverbrauchssektoren hat einen wesentlichen Einfluss auf den gesamtdeutschen Endenergieverbrauch. Dieser ist in Abbildung 23 dargestellt.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

### ABBILDUNG 23: AGGREGIERTER ENDENERGIEVERBRAUCH NACH ENERGIETRÄGER

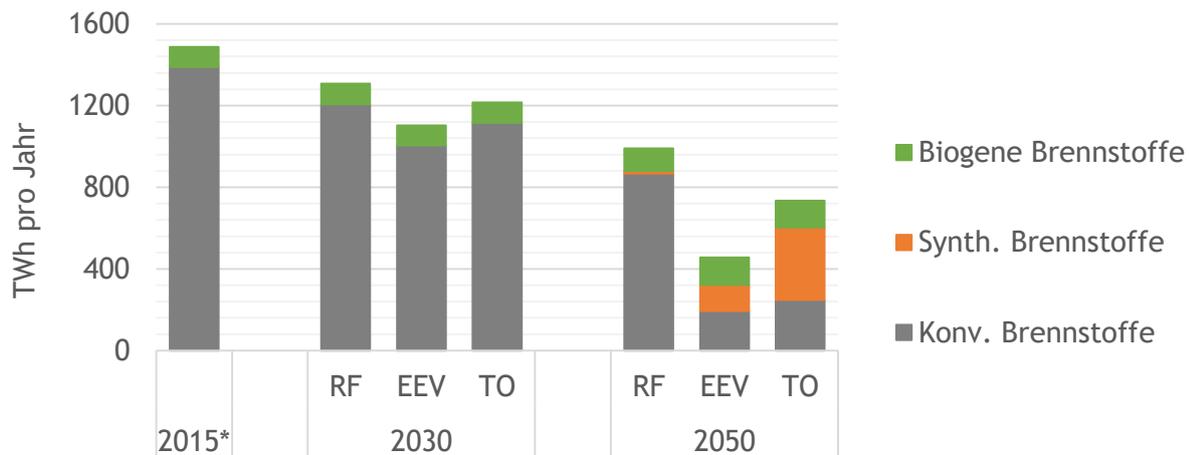
Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

In allen Szenarien geht der aggregierte Endenergieverbrauch durch steigende Endenergieeffizienz deutlich zurück. Im *RF* erfolgt zwischen 2015 und 2050 eine Reduktion um etwa 21 %, in *TO* um 28 % und in *EEV* sogar um knapp 33 %. Ebenfalls sinkt der Verbrauch der CO<sub>2</sub>-intensiven Energieträger Kohle und Öl deutlich. In den Szenarien *RF* geht der Verbrauch dieser Energieträger zwischen 2015 und 2050 um etwa 42 %, in den Zielszenarien reduziert sich deren Einsatz auf etwa ein Viertel des Ausgangswertes zurück. Der Strombedarf steigt in Szenario *RF* leicht an, in den Zielszenarien ist eine deutlich stärkere Stromnachfrage zu sehen.<sup>70</sup> Außerdem steigt in den Zielszenarien die Nachfrage der Endverbrauchssektoren nach Wasserstoff.

Der Endenergiebedarf nach Gas steigt in den Szenarien *RF* und *TO* mittelfristig an, fällt bis 2050 jedoch wieder etwas unter (*RF*) beziehungsweise über (*TO*) das heutige Niveau ab. In Szenario *EEV* wird die Gasnachfrage durch die starke Elektrifizierung bis 2050 kontinuierlich gegenüber 2015 halbiert.

Ölderivate und Gasprodukte können dabei entweder konventionellen, biogenen oder synthetischen Ursprungs sein. Die synthetische Herstellung von Gas wird Power-to-Gas (PtG), die strombasierte Erzeugung von Ölderivaten analog Power-to-Fuel (PtF) genannt. Wasserstoff kann synthetisch mittels Elektrolyse (Power-to-Hydrogen - PtH<sub>2</sub>) oder konventionell (meist mittels Dampfreformierung aus Erdgas) hergestellt werden. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs dieser Brennstoffe ist in Abbildung 24 nach deren Ursprung abgebildet.

<sup>70</sup> Die Stromnachfrage wird in Abschnitt 3.3.3 näher beleuchtet.



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 24: ENDENERGIEBEDARF VON GAS, WASSERSTOFF UND ÖLDERIVATEN NACH URSPRUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

Der aggregierte Bedarf an Gas, Wasserstoff und Ölderivaten sinkt in allen Szenarien deutlich. Während in 2015 hauptsächlich konventionelle Brennstoffe eingesetzt werden, verschiebt sich der Anteil in Zukunft deutlich. Bis 2030 ist insbesondere ein Rückgang des Einsatzes konventioneller Energieträger zu sehen, der Einsatz biogener Brennstoffe bleibt weitgehend konstant. Dadurch steigt der Anteil von 6,5 % in 2015 szenarioübergreifend leicht auf etwa 8 % in 2030 an.

In *RF* geht diese Entwicklung bis 2050 moderat weiter, zusätzlich wird auf einen geringfügigen Anteil synthetischer Brennstoffe zurückgegriffen. Durch die weitgehende Elektrifizierung in *EEV* sinkt der Bedarf nach Brennstoffen für Wärme und Mobilität deutlich auf etwa ein Drittel von 2015. Rund die Hälfte des Brennstoffbedarfs in 2050 wird weiterhin konventionell bereitgestellt, die andere Hälfte wird zu gleichen Teilen biogen und synthetisch hergestellt. In *TO* sinkt der Bedarf an flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen zwischen 2015 und 2050 lediglich um 45 %, insbesondere aufgrund der vergleichsweise hohen Gasnachfrage. Während der Verbrauch an konventionellen und aufgrund der beschränkten Potentiale auch an biogenen Brennstoffen lediglich leicht höher in *EEV* liegt, werden hohe Mengen synthetischer Brennstoffe eingesetzt.

#### 3.3.2 Synthetische Brennstoffe

Neben der Herstellung von synthetischen Brennstoffen in Deutschland können PtX-Produkte sowohl innerhalb der EU als auch große Mengen von außerhalb der EU importiert werden.<sup>71</sup> PtX-Anlagen sind insbesondere in Ländern mit hohen EE-Potentialen sinnvoll. In Europa könnten Länder mit hohen Windpotentialen (z. B. Großbritannien) synthetische Brennstoffe herstellen, außereuropäische Importeure können großskalige PV-Anlagen, beispielsweise in Nordafrika oder auf der

<sup>71</sup> Siehe Annahmen in Abschnitt 2.3.5.

arabischen Halbinsel, nutzen. Beim Transport kann bestehende Infrastruktur für Gas und Erdöl genutzt werden, beispielsweise bestehende Pipelines. Der Einsatz von synthetischen Brennstoffen ist in Abbildung 25 nach Brennstoffart und Herkunft abgebildet.

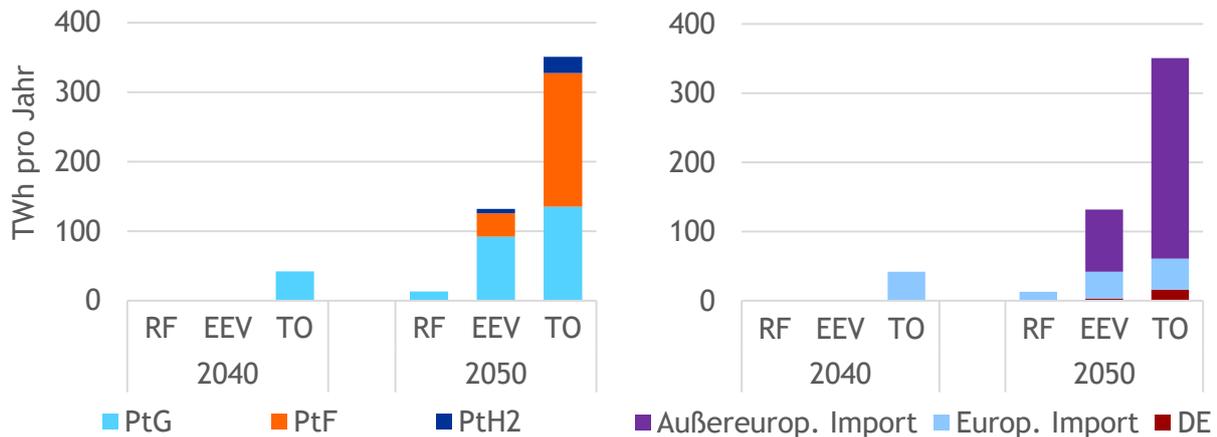


ABBILDUNG 25: EINSATZ VON PTX NACH BRENNSTOFFART (LINKS) UND HERKUNFT (RECHTS)

Quellen: Eigene Berechnungen

Da in Szenario *RF* keine nationalen Klimaziele vorgegeben werden, bestehen keine Anreize synthetische Brennstoffe einzusetzen. Lediglich in 2050 werden mit 5 TWh geringe Mengen im Energiesektor zur Erfüllung der Vorgaben aus dem EU ETS eingesetzt.

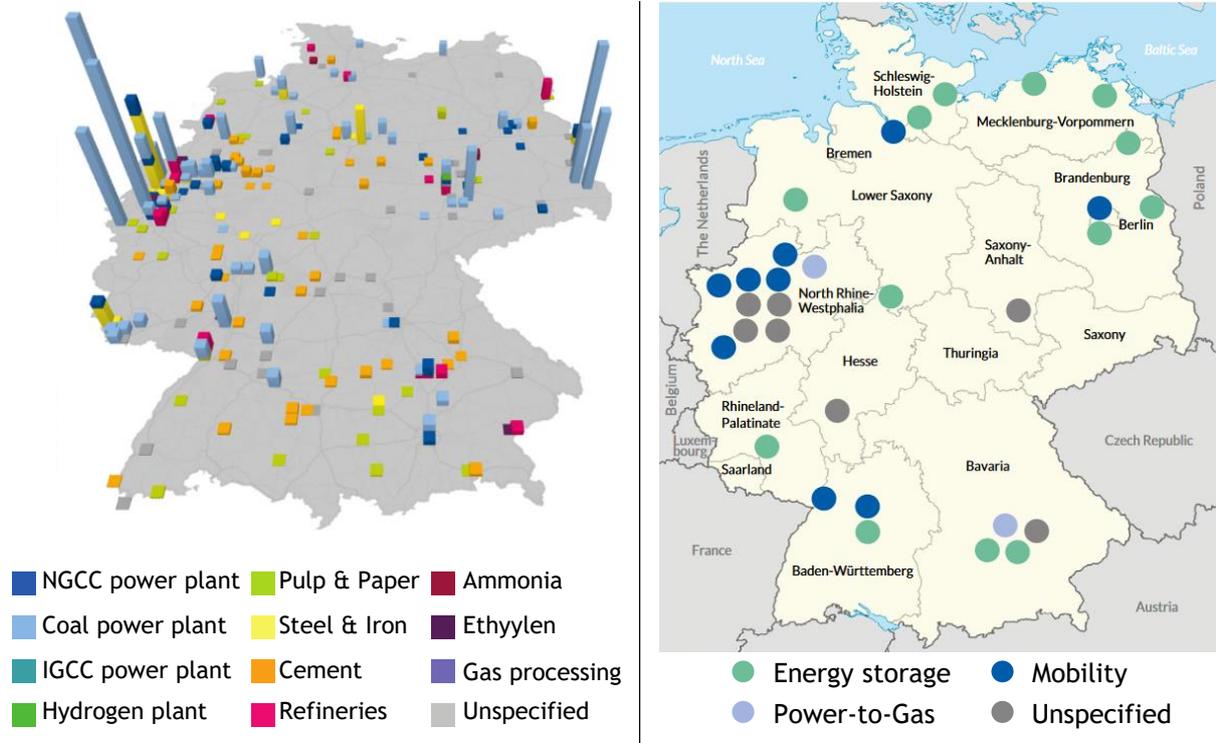
In Szenario *EEV* werden ab 2050 mit 116 TWh signifikante Mengen nachgefragt. Zur Herstellung synthetischer Brennstoffe werden aufgrund der signifikanten Umwandlungsverluste große Mengen erneuerbarer Stromerzeugung benötigt. Die begrenzten inländischen EE-Potentiale werden meist zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage ausgeschöpft. Deshalb erfolgt neben einer geringen Produktion von Wasserstoff in Deutschland vor allem ein Import von PtG- und PtF-Brennstoffen. Der Großteil mit etwa 88 TWh davon von außerhalb der EU. Durch die starke Elektrifizierung ist die Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen allerdings noch vergleichsweise niedrig.

Bei effizienter Erreichung der Klimaziele wird deutlich stärker auf PtX-Importe zurückgegriffen. Dies zeigt sich in Szenario *TO*. Hier werden in 2040 europäische Potentiale zum Import von synthetischem Gas in Höhe von 44 TWh genutzt. In 2050 erfolgt dann auch eine relativ geringe heimische Produktion von Wasserstoff von etwa 20 TWh. Mit knapp 82 % wird der Großteil von außerhalb der EU importiert. Insbesondere wird hierbei auf PtF-Produkte für den Verkehrssektor sowie PtG-Produkte für Verkehr und Gebäude zurückgegriffen.

Im Modell werden die Herstellung und der Einsatz von synthetischen Brennstoffen erst ab 2040 wirtschaftlich. Allerdings werden Lernkurven bzgl. der Kosten angenommen, die ohne kontinuierliche Forschung auf diesem Gebiet nicht realisiert werden können. Daher ist es sinnvoll auch kurz- und mittelfristig Forschungsaktivitäten auf dem Feld der PtX-Technologien zu fördern, um die Technologie voranzubringen und die zukünftigen Potentiale zu ergründen.

### Implikationen für NRW - PtX-Anlagen (1/2)

Die Ergebnisse in Szenario *TO* zeigen, dass synthetische Brennstoffe einen wesentlichen Beitrag bei einer kosteneffizienten Umsetzung der Klimaziele leisten. In *TO* werden die PtX-Brennstoffe größtenteils importiert. Jedoch gibt es auch Vorteile einer inländischen Herstellung von synthetischen Brennstoffe, die in DIMENSION+ nur unzureichend abgebildet sind. PtX-Anlagen weisen ein hohes Flexibilitätspotential auf, das bei der Integration von EE-Erzeugung helfen kann. Insbesondere können PtX-Anlagen Stromnetze bei hoher EE-Einspeisung entlasten. Eine Ansiedlung von PtX-Anlagen in NRW ist dabei unter mehreren Gesichtspunkten vorteilhaft: Aufgrund der Bevölkerungs- und Industriedichte hat NRW einen überproportional hohen Bedarf an (synthetischen) Brennstoffen. Außerdem weist NRW ein hohes Potential von CO<sub>2</sub>-Punktquellen auf, an denen vergleichsweise günstig CCU-Prozesse durchgeführt werden können (Abbildung 26 links).



**ABBILDUNG 26: VERTEILUNG KONZENTRIERTER CO<sub>2</sub>-QUELLEN NACH BRANCHE (LINKS) UND PTX-PROJEKTANLAGEN IN DEUTSCHLAND (RECHTS)**

Quellen: von der Assen, Müller, Steingrube, Voll, & Bardow (2016)

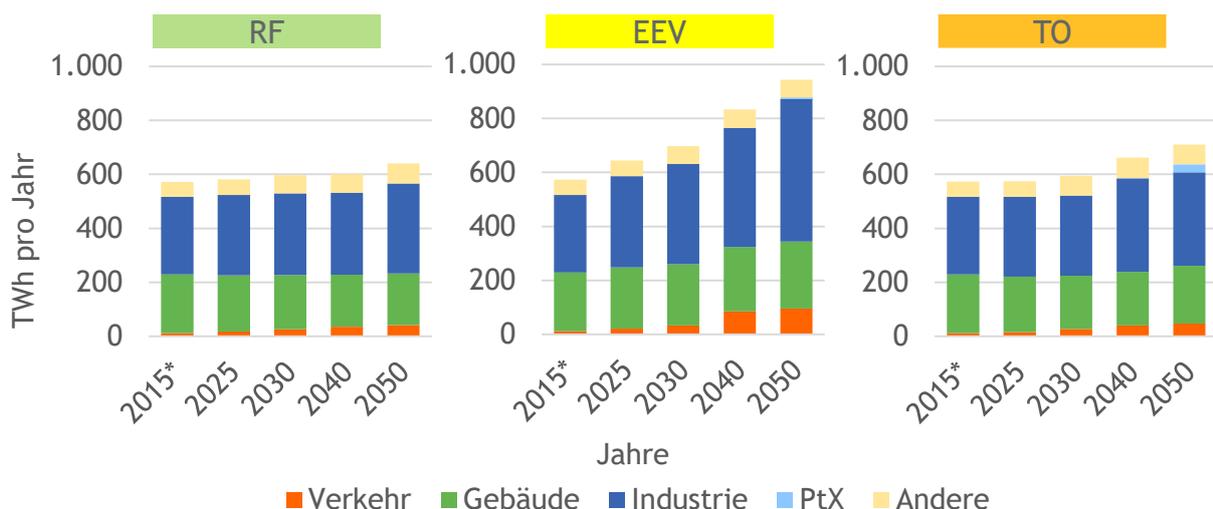
### Implikationen für NRW - PtX-Anlagen (2/2)

Insbesondere die chemische Industrie weist günstige CCU-Potentiale auf (vgl. BMWI (2017)). Aufgrund der hohen Industriedichte in NRW kann außerdem auch die Wasserstoffherstellung sinnvoll sein, da wegen der räumlichen Nähe und bestehender Pipelines geringe Investitionen in die Transportinfrastruktur notwendig wären.

Weiterhin existieren in NRW bereits einige PtX-Pilotanlagen (siehe Abbildung 26 rechts). Neben bereits vorhandener Infrastruktur weist NRW eine starke Forschungslandschaft auf, sodass NRW einen wichtigen Beitrag zur Weiterentwicklung von PtX-Technologien leisten kann. Gelingt es ansässigen Unternehmen gute technologische Lösungen zu entwickeln, können Erlöspotentiale durch den Export von Anlagentechnik in europäische und außereuropäische PtX-Standorte erschlossen werden.

### 3.3.3 Stromnachfrage

Der Grad der Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr hat Einfluss auf die deutsche Stromnachfrage, im Rahmen dieser Studie wird dabei stets die Nettostromnachfrage (inklusive Leitungsverluste) betrachtet. Die inländische Herstellung von synthetischen Brennstoffen hat ebenfalls Rückwirkungen auf die Stromnachfrage. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung der deutschen Stromnachfrage nach Sektoren unterteilt.



\* Historische Werte

**ABBILDUNG 27: ENTWICKLUNG DER NETTOSTROMNACHFRAGE (INKL. LEITUNGSVERLUSTE)**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

In Szenario *RF* steigt die Stromnachfrage lediglich leicht an. Die moderate Elektrifizierung im Verkehrssektor sowie der zusätzliche Bedarf durch Wärmepumpen werden zum Teil durch zunehmende Energieeffizienz im Gebäudesektor kompensiert. Im Industriesektor findet kontinuierlich eine moderate Elektrifizierung statt. Erst ab 2040 beschleunigt sich dieser Prozess. Insgesamt steigt der Nettostrombedarf bis 2050 um 12 % gegenüber 2015.

Eine deutlich höhere Steigerung in Höhe von 65 % bis 2050 lässt sich in Szenario *EEV* beobachten. Diese Entwicklung ist auf die Annahme einer starken Elektrifizierung in den einzelnen Endverbrauchssektoren zurückzuführen. Im Verkehr ist ein deutlicher Anstieg insbesondere nach 2030 auszumachen. Der Zubau von Wärmepumpen im Gebäudesektor wird annähernd kompensiert durch zunehmende Energieeffizienz. Der wesentliche Treiber für die starke Steigerung ist jedoch die Umstellung auf strombetriebene Industrieprozesse. Diese Entwicklung allein verursacht eine Zunahme der Stromnachfrage zwischen 2015 und 2050 um 240 TWh.

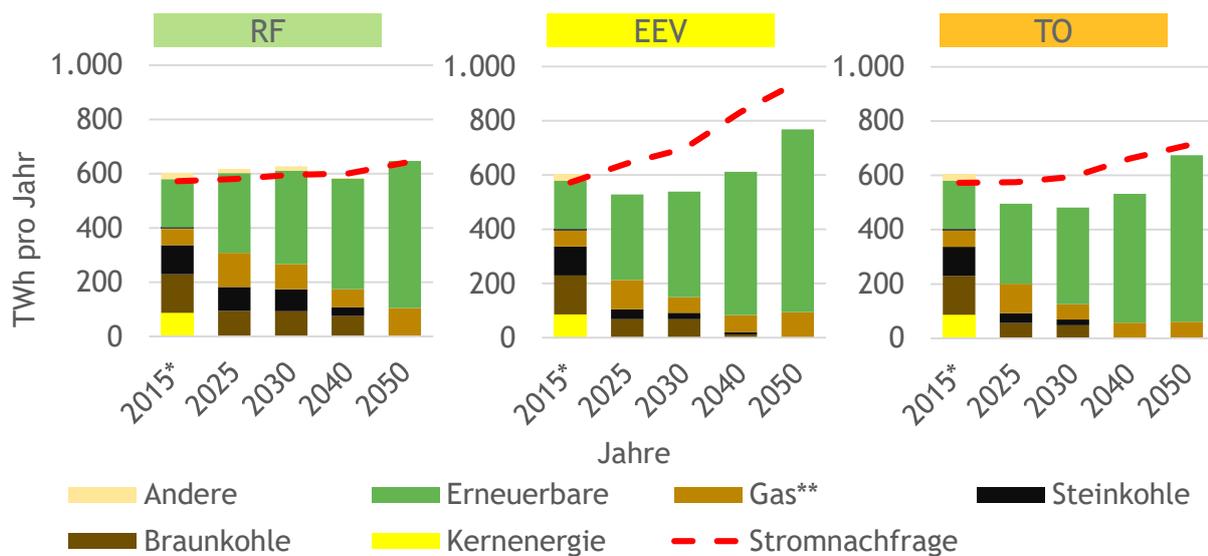
Mit einer Steigerung um 24 % ist die Nettostromnachfrage in Szenario *TO* geringer als in Szenario *RF*. Neben einer etwas stärkeren Elektrifizierung im Verkehr und Gebäudesektor ist auch hier die Industrie hauptverantwortlich für die Erhöhung. Zusätzlich werden zur Herstellung synthetischer Brennstoffe zusätzlich knapp 30 TWh in 2050 verbraucht.

### Implikationen für NRW

In den Zielszenarien steigt insbesondere die Stromnachfrage in der Industrie stark an. Die Stromnachfrage in NRW wird durch den vergleichsweise hohen Industrieanteil - insbesondere im Bereich energieintensiver Industrie - tendenziell überproportional zum deutschen Durchschnitt ansteigen. Dies spricht für NRW als Standort für Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Backup-Kraftwerke oder auch PtX-Anlagen. Allerdings sollten auch Netzrestriktionen bei deren Standortwahl berücksichtigt werden.

#### 3.3.4 Stromerzeugung

Die in allen Szenarien steigende Stromnachfrage sowie die Umsetzung von Klimaziele haben eine starke Wirkung auf die Höhe der Stromerzeugung und den Strommix. In Abbildung 28 wird die Nettostromerzeugung nach verwendeter Energiequelle in Relation zur Nettostromnachfrage gesetzt.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

#### ABBILDUNG 28: NETTOSTROMERZEUGUNG UND -NACHFRAGE

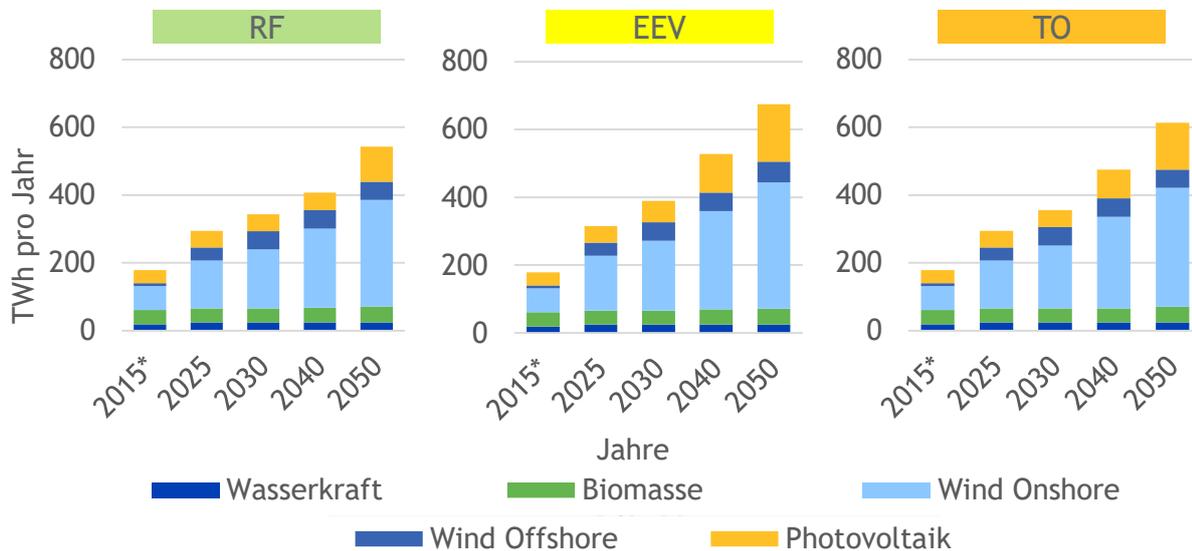
Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BDEW e.V. (2016d)

Im Szenario *RF* werden Anreize für Emissionseinsparungen lediglich durch das EU ETS gesetzt. Unter dieser Annahme bleibt die Kohleverstromung vergleichsweise lange im Markt. Der Einsatz von Steinkohle zur Stromerzeugung geht erst 2040 merklich zurück, Braunkohlekraftwerke werden zwischen 2040 und 2050 aus dem Markt gedrängt. Ergänzt wird die Stromerzeugung aus Kohle um eine weitgehende konstante Erzeugung aus Gaskraftwerken. Lediglich temporär steigt sie zur Kompensation des Kernenergieausstiegs etwas an. Langfristig ist auch im *RF* eine deutliche Zunahme der EE-Erzeugung sichtbar. Deutschland weist durchgehend leichte Exportüberschüsse auf.

In den beiden Zielszenarien *EEV* und *TO* wird eine über alle Sektoren effiziente Treibhausgas-Vermeidung zur Erreichung der nationalen Ziele angenommen<sup>72</sup>. Dies hat zur Folge, dass CO<sub>2</sub>-intensive Erzeugungstechnologien deutlich früher aus dem Markt gehen. Insbesondere die Kohleverstromung geht bereits kurzfristig stark zurück: Lediglich effiziente KWK-Anlagen werden bis 2030 weiterhin mit Kohle betrieben. Gaskraftwerke, insbesondere GuD-Anlagen, können ihre Stromerzeugung etwa konstant halten und sind nach 2040 die einzigen konventionellen Erzeuger im Strommix. Mittelfristig wird Deutschland in beiden Szenarien zum Nettoimporteur. In Szenario *EEV* wird der durch die starke Elektrifizierung verursachte Strombedarf zu großen Teilen aus Importen bestritten. Dabei treten jährliche Nettoimporte von teilweise über 200 TWh auf. In Szenario *TO* spielen zumindest mittelfristig Stromimporte eine wichtige Rolle: In 2030 beträgt die Differenz zwischen Nachfrage und Nettostromerzeugung etwa 100 TWh. Langfristig gleichen sich

<sup>72</sup> Dies impliziert Zusatzmaßnahmen in EU ETS-Sektoren und führt insbesondere im Energiesektor zu Anpassungen (siehe Abschnitt 3.4.3).

diese wieder an und Deutschland erreicht in 2050 eine beinahe ausgeglichene Stromhandelsbilanz.<sup>73</sup> Außerdem erfolgt ein deutlicher Ausbau von erneuerbarer Nettostromerzeugung. Deren Entwicklung ist Abbildung 29 nach Energieträger dargestellt.



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 29: NETTOSTROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BDEW e.V. (2016d)

In allen Szenarien wird die erneuerbare Stromerzeugung stark ausgebaut. Insbesondere nimmt die Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen stark zu. PV und Offshore-Windenerzeugung steigt je nach Szenario nur moderat, während die Stromerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft in allen Szenarien aufgrund der begrenzten Zubaupotentiale konstant bleibt.

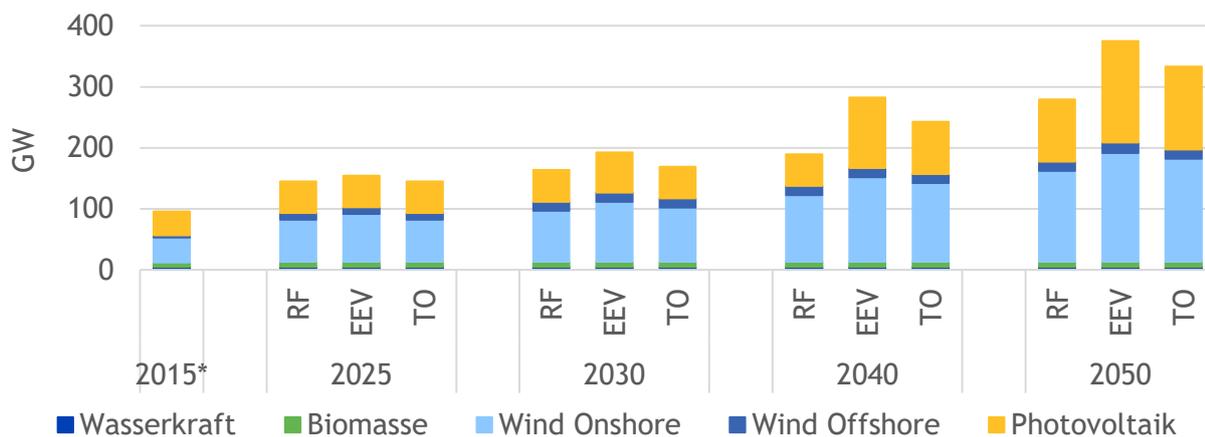
In Szenario *RF* steigt die EE-Erzeugung auf 547 TWh. Dies entspricht einer Verdreifachung gegenüber 2015. Damit wird in 2050 eine EE-Quote von 83 % im deutschen Stromerzeugungsmix erreicht. Insbesondere die Erzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen steigt von ca. 71 TWh in 2015 auf knapp 318 TWh in 2050. Die Produktion aus Offshore-Anlagen steigt bis 2030 infolge des exogen vorgegebenen Ausbaupfads auf etwa 54 TWh. Anschließend - ohne weiteren Mindestausbau - bleibt dieser Wert konstant. Die PV-Stromerzeugung wird ebenfalls von etwa 39 TWh in 2015 auf ca. 50 TWh in 2030 ausgebaut, danach stagniert dieser Wert bis 2040 und erst danach erfolgt ein deutlicher Ausbau auf über 100 TWh. Diese Entwicklungen zeigen, dass EE-Erzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen unter den getroffenen Annahmen deutliche Kostenvorteile gegenüber PV- und insbesondere Offshore-Windenergieanlagen aufweist.

<sup>73</sup> Eine nähere Betrachtung des Handelssaldos erfolgt in Abschnitt 3.3.6.

Durch die stark erhöhte Stromnachfrage in *EEV* steigt hier die Stromerzeugung aus EE-Anlagen deutlich stärker an (auf 684 TWh in 2050). Dies entspricht einem Anteil von 88 % an der deutschen Stromerzeugung. Im Vergleich zu *RF* wird die Erzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen etwas stärker auf 373 TWh ausgebaut. Die Erzeugung aus PV-Anlagen steigt in diesem Szenario kontinuierlich auf etwa 180 TWh an. Offshore-Erzeugung wird bis 2030 gemäß des vorgegebenen Mindestpfads auf 54 TWh ausgebaut. Anschließend erfolgt ein marktgetriebener Ausbau auf 58 TWh zwischen 2040 und 2050.

Die höchste EE-Quote wird in Szenario *TO* erreicht. Hier werden in 2050 91 % des Stroms erneuerbar erzeugt. Der EE-Ausbau ist zwar insgesamt geringer als in *EEV*, durch die vergleichsweise geringe Nachfragesteigerung ist jedoch der EE-Anteil am Strommix relativ hoch. Die Onshore-Erzeugung steigt auf 351 TWh, PV-Erzeugung auf 147 TWh und Offshore-Erzeugung auf 54 TWh, die analog zu *RF* ab 2030 konstant bleibt.

Um den Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsektor näher zu betrachten, erfolgt nachfolgend in Abbildung 30 eine Darstellung der installierten Leistung von EE-Anlagen.



\* Historische Werte

**ABBILDUNG 30: ENTWICKLUNG DER INSTALLIERTEN LEISTUNG VON EE-ANLAGEN**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

Die installierte Leistung von Wasserkraft bleibt aufgrund beschränkter Potentiale dauerhaft bei etwa 5 GW. Biomasse wird in allen Szenarien kurzfristig von 7 GW in 2015 auf das EEG-Ziel von 8 GW ausgebaut. Danach erfolgt kein weiterer Zubau. Bei Biomasse ist über alle Sektoren eine Obergrenze für den inländischen Verbrauch von 250 TWh hinterlegt. Dadurch steht die Stromerzeugung aus Biomasse in Konkurrenz zum Einsatz von Biomasse in Gebäuden oder zur Biomassenverwendung zur Herstellung von biogenen Brennstoffen. Die Ergebnisse zeigen, dass ein über die EEG-Ziele hinausreichender Ausbau der Biomasseverstromung keine effiziente Nutzung der Potentiale darstellt. Ein kontinuierlicher Ausbau erfolgt in allen Szenarien bei Windenergiekapazitäten. In *EEV* wird die angenommene Potentialgrenze in Höhe von 179 GW in 2050 erreicht. Mit 169 GW

in *TO* beziehungsweise 151 GW in *RF* wird in den anderen Szenarien etwas weniger zugebaut. Offshore-Wind wird bis 2030 entsprechend des Ausbauziels im EEG in allen Szenarien auf 15 GW ausgebaut. Ein weiterer Ausbau erfolgt lediglich nach 2040 in Szenario *EEV* (auf 16 GW in 2040).

Der deutlichste Unterschied zwischen den Szenarien zeigt sich beim Ausbau der PV-Kapazitäten. Zunächst wird in allen Szenarien die installierte Leistung von PV-Anlagen bis 2025 bis auf 52 GW angehoben. Dies entspricht dem Ausbaupfad gemäß EEG. Darüber hinaus wird kein weiterer verpflichtender Zubau angenommen. In *RF* erfolgt kein weiterer Zubau bis 2040. Erst danach wird die Kapazität mit einer Zubaurate in Höhe von netto 5 GW pro Jahr auf 102 GW ausgebaut. In Szenario *TO* stagniert die Kapazität bis 2030, danach erfolgt ein Ausbau auf 144 GW. In Szenario *EEV* tritt keine Stagnation auf, die installierte PV-Leistung wird bis 2050 kontinuierlich auf 177 GW ausgebaut.

Der Zubau von PV-Anlagen hängt somit wesentlich von der Entwicklung der Nachfrage ab. Während der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen als kostenoptimale EE-Option in allen Szenarien konstant zugebaut wird, erfolgt ein Ausbau von PV nur bei starker Steigerung der Stromnachfrage. Falls der Ausbau von Windenergie nicht schnell genug umgesetzt werden und somit die Nachfragesteigerung nicht kompensieren kann, wird zusätzlich auf PV-Anlagen zurückgegriffen. Wind Offshore wird erst nach Ausschöpfung der Onshore Wind- und PV-Potentiale als dritte Option marktgetrieben zugebaut.

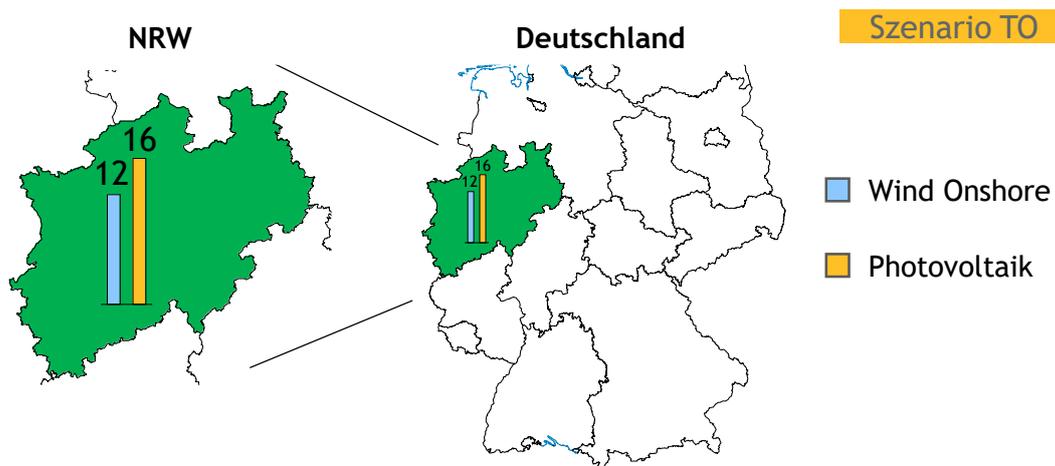
Nicht berücksichtigt werden Akzeptanzprobleme. Insbesondere der starke Zubau von Onshore-Windenergieanlagen kann auf Widerstand in der Bevölkerung stoßen. Onshore-Windparks weisen laut aktuellen Umfragen unter allen EE-Erzeugungsanlagen das niedrigste Akzeptanzniveau auf, insbesondere bei geringer Distanz zu Wohngebieten.<sup>74</sup> Offshore-Windparks sind dagegen weitgehend akzeptiert. Vor dem Ziel der kosteneffizienten Umsetzung der Sektorenkopplung sind Onshore-Windenergieanlagen dem Zubau von Offshore-Windparks vorzuziehen. Aufgrund von Akzeptanzproblemen kann jedoch auch ein stärkerer Zubau von Offshore-Windenergie sinnvoll sein, um die Energiewende sozialverträglich umzusetzen. Außerdem können weitere Alternativen genutzt werden. Beispielsweise können eine Beteiligung der Anwohner am Planungsprozess, Bürgerbeteiligungen oder finanzielle Entschädigungen das Akzeptanzproblem entschärfen. Die optimale Ausgestaltung des EE-Ausbaus in Bezug auf Akzeptanzprobleme sollte im Rahmen weiterer Untersuchungen betrachtet werden.

---

<sup>74</sup> Vgl. Sonnberger & Ruddat (2016)

### Implikationen für NRW

Abbildung 31 zeigt die installierte Leistung von Onshore-Windenergie- sowie Photovoltaikanlagen für das Szenario *TO* im Jahr 2050.



**ABBILDUNG 31: INSTALLIERTE LEISTUNG IN GW - WIND ONSHORE UND PV IN NRW 2050**

Quellen: Eigene Berechnungen

In NRW wird das angenommene, realisierbare Potential für Onshore-Windenergieanlagen mit 12 GW vollständig ausgeschöpft. Gegenüber 2015 mit etwa 4,1 GW (vgl. Energiestatistik NRW (2017)) verdreifacht sich somit die installierte Leistung in NRW bis 2050. In NRW stehen ca. 7 % der insgesamt knapp 170 GW in Deutschland. Aufgrund der dichten Besiedlung sowie ungünstiger Standorte ist NRW, das einen Flächenanteil von etwa 9,5 % aufweist, unterdurchschnittlich repräsentiert.

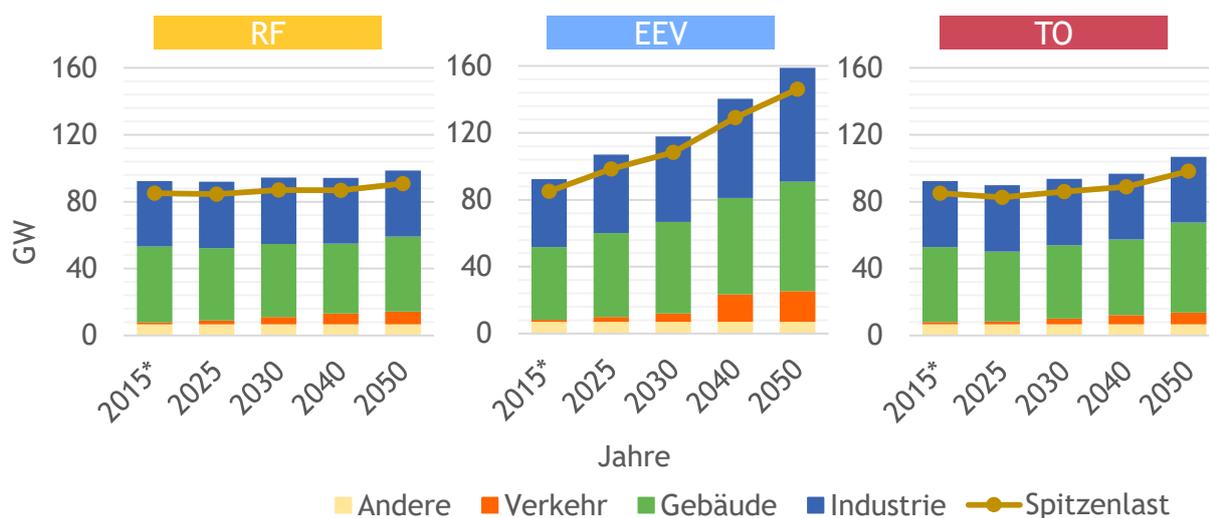
Mit 16 GW PV-Leistung bei bundesweit insgesamt 136 GW, weist NRW einen höheren Anteil von 11,8 % auf. Um auch in urban geprägten Wohngebieten mit hohem Mieteranteil Aufdachanlagen anzureizen, ist für NRW die Förderung von Mieterstrommodellen besonders attraktiv.

### 3.3.5 Versorgungssicherheit

In Zeiten hoher residualer Last (Stromnachfrage abzüglich der Erzeugung erneuerbarer Energien) muss genügend gesicherte Leistung zur Verfügung stehen. Dabei ist zwischen zwei Fällen zu unterscheiden: Einerseits muss genügend gesicherte Leistung bereitstehen, um die absolute Spitzenlast zu decken. Andererseits sind ausreichend Kapazitäten vorzuhalten, um die Stromnachfrage während Dunkelflauten bedienen zu können. Als Dunkelflauten werden längere Zeiträume bezeichnet, in denen durch Windflauten und Dunkelheit geringe Strommengen aus Windenergie- und PV-Anlagen erzeugt werden können. Falls es während einer Dunkelflaute zusätzlich kalt ist, kann die Situation durch eine erhöhte Stromnachfrage - insbesondere bei einer hohen Elektrifizierung im Gebäudesektor - verschärft werden (kalte Dunkelflaute).

#### Absolute Spitzenlast

Zunächst ist in Abbildung 32 die Entwicklung der absoluten Spitzenlast dargestellt.



\* Historische Werte

**ABBILDUNG 32: ENTWICKLUNG DER SPITZENLAST NACH SEKTOREN UND KUMULIERTE SPITZENLAST**

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf Agora Energiewende (2017c)

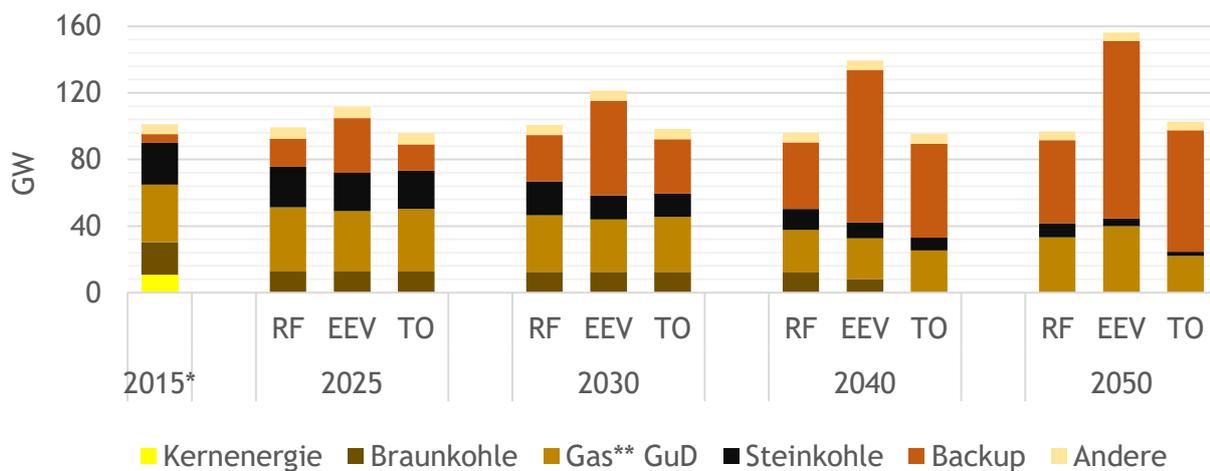
Die Abbildung zeigt die Spitzennachfragen aus den einzelnen Sektoren. Da die Spitzenlast in jedem Sektor nicht gleichzeitig auftritt, ist die kumulierte Spitzenlast entsprechend leicht niedriger.

Im *RF* bleibt die Spitzenlast bis 2050 recht konstant. Von heute etwa 83 GW geht diese zunächst aufgrund von Energieeffizienzgewinnen leicht zurück und steigt anschließend leicht auf etwa 89 GW in 2050. Aufgrund der starken Elektrifizierung in allen Sektoren verdoppelt sich die Spitzenlast in Szenario *EEV* fast auf etwa 143 GW. Die Spitzenlast in Szenario *TO* geht zunächst ebenfalls geringfügig zurück. Im weiteren Verlauf steigt die Spitzenlast durch die im Vergleich zum *RF*

stärkere Elektrifizierung der Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie ab 2030 deutlich auf knapp 96 GW.

### Kapazitätsentwicklung konventioneller Kraftwerke

Zur Deckung der Spitzenlast, insbesondere während längerer Dunkelflauten, werden auch in Zukunft konventionelle Kraftwerke benötigt. Die Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 33 dargestellt.



\* Historische Werte \*\* Konventionell, synthetisch und biogen

**ABBILDUNG 33: ENTWICKLUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN**

Kernkraftwerke gehen in allen Szenarien aufgrund des deutschen Kernenergieausstiegs aus dem Markt. Die gesamte installierte Leistung konventioneller Kraftwerke geht in *RF* und *TO* bis 2025 zurück. Anschließend bleibt die Gesamtkapazität trotz leicht steigender Stromnachfrage konstant. Dies liegt daran, dass die Spitzennachfrage teilweise durch eine steigende Integration in den europäischen Strommarkt sowie höhere DSM-Potentiale in etwa konstant gehalten wird. In *EEV* steigen die konventionellen Kraftwerkskapazitäten dagegen kontinuierlich bis 2050 an.

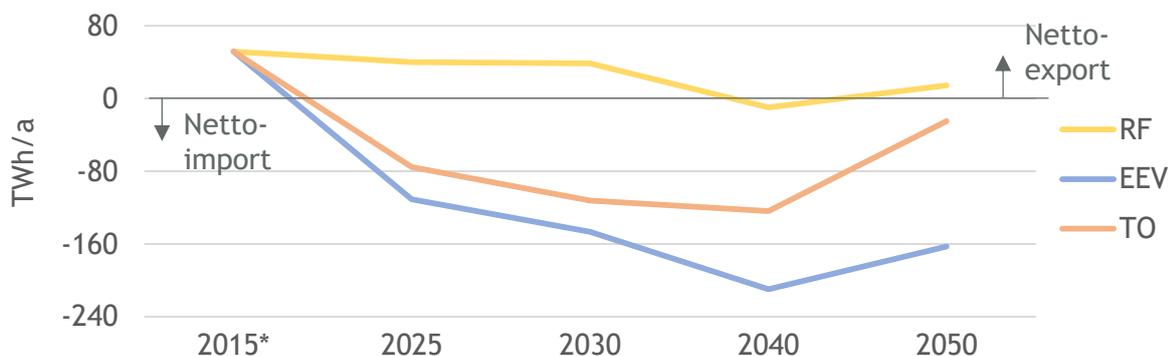
In Szenario *RF* wird mittelfristig bis 2030 noch deutlich stärker auf Kohleverstromung zurückgegriffen, sodass hier bis 2030 nur wenige Kraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsgründen vorzeitig abgeschaltet werden. Langfristig bleiben moderne Kohlekraftwerke in den Szenarien *RF* und *EEV* bis 2040 trotz niedriger Einsatzzeiten im Markt, um teure Neuinvestitionen zu vermeiden. Die Nutzung vorhandener moderner Kraftwerksinfrastruktur zur Bereitstellung konventioneller Kapazität ist somit auch langfristig wirtschaftlich effizient. Steinkohlekraftwerke bleiben zur Überbrückung von Dunkelflauten bis 2050 im Markt. Braunkohlekraftwerke gehen dagegen spätestens in 2050 (in Szenario *TO* bereits 2040) aus dem Markt, da die notwendige lokale Braunkohleförderung aufgrund geringer Abnahmemengen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Die Entwicklung von effizienten Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) ist szenarioabhängig. Langfristig werden in *RF* sowie insbesondere in *EEV* durch die hohe Stromnachfrage deutlich höhere GuD-Kapazitäten vorgehalten als in *TO*.

Der größte Unterschied in den Szenarien zeigt sich allerdings bei der Entwicklung der installierten Leistung von Backup-Kapazitäten. Diese sind dadurch gekennzeichnet, dass sie in nur wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen. Mögliche Technologien für diese Verwendung stellen beispielsweise einfache Gasturbinen (ohne Nutzung der Abwärme in einem nachgelagerten Dampfprozess), Dieselgeneratoren oder - für kurzfristige Spitzen - Stromspeicher dar. Die benötigte Kapazität an Backuptechnologien steigt dabei bis 2050 in sämtlichen Szenarien deutlich an. Treiber für diese Entwicklung sind einerseits die Volatilität der Stromerzeugung durch den Ausbau erneuerbarer Energien sowie andererseits die zunehmende Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs. In *RF* werden in 2050 etwa 44 GW, in *TO* 61 GW und in *EEV* sogar 97 GW an installierter Backup-Leistung vorgehalten. In *EEV* macht Backup-Leistung damit knapp drei Viertel der installierten Kapazität konventioneller Kraftwerke aus.

### 3.3.6 Stromaußenhandel

Wie bereits in Abschnitt 3.3.4 erwähnt entwickelt sich Deutschland in den Zielszenarien vom Nettoexporteur zum Stromimporteur. Abbildung 34 zeigt die Entwicklung des deutschen Stromhandelssaldo in den Basisszenarien.



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 34: ENTWICKLUNG DES STROMAUßENHANDELSALDOS

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

In Szenario *RF* fällt der Exportüberschuss bis 2030 leicht auf 39 TWh (von 52 TWh in 2015). Durch den deutlich verringerten Einsatz von Stein- und Braunkohlekraftwerken ab 2040 wird Deutschland kurzfristig Nettoimporteur, weist in 2050 jedoch durch den weiteren EE-Ausbau erneut einen leichten Exportüberschuss auf.

Durch die Vorgabe nationaler Klimaziele in den anderen beiden Szenarien entwickelt sich der Exportsaldo deutlich anders. Zur Erreichung der kurzfristigen Ziele wird der innerdeutsche Einsatz konventioneller Stromerzeugung bereits bis 2025 stark reduziert. Dadurch ist Deutschland auf signifikante Nettoimporte angewiesen. Aufgrund einer Verschärfung der Klimaziele wird die konventionelle Stromerzeugung weiter zurückgefahren, gleichzeitig wächst die Stromnachfrage durch eine fortschreitende Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren. Dies kann durch einen kostenoptimalen Ausbau erneuerbarer Energien mittelfristig nicht kompensiert werden. Dadurch steigt der Nettoimport bis 2040 stark an. In Szenario *TO* greift Deutschland in 2040 auf 124 TWh Nettoimporte, in Szenario *EEV* durch die starken Nachfragesteigerungen sogar auf 210 TWh zurück. Die konventionelle Erzeugung ist bereits in 2040 fast komplett auf Gas umgestellt und sehr niedrig, bis 2050 ändert sich das nicht mehr signifikant. Durch weiteren EE-Ausbau, der die Nachfragesteigerung übersteigt, können die Nettoimporte deshalb zwischen 2040 und 2050 deutlich reduziert werden. Während in Szenario *EEV* in 2050 noch auf 160 TWh zurückgegriffen werden, weist Deutschland in Szenario *TO* mit etwa 25 TWh eine deutlich ausgeglichene Stromaußenhandelsbilanz auf. Eine kosteneffiziente Umsetzung nationaler Klimaziele ist hierbei im Stromsektor mittelfristig ambitionierter als die aus dem EU ETS resultierenden Zielvorgaben. Dadurch kommt es zu einer Verlagerung der Emissionen aus dem deutschen Energiesektor in das europäische Ausland. Der importierte Strom in den Zielszenarien wird somit tendenziell CO<sub>2</sub>-intensiver. Da Stromimporte nicht gesichert zur Verfügung stehen, müssen in Deutschland zur Überbrückung von Dunkelflauten entsprechende Backup-Kapazitäten vorgehalten werden.

Abbildung 35 gibt einen Überblick über den Stromhandel Deutschlands mit seinen Nachbarländern in Szenario *TO* für die Jahre 2030 und 2050. Im Jahr 2030 importiert Deutschland ca. 110 TWh, in der Konsequenz ist die Handelsbilanz für alle Interkonnektoren negativ. Aus Skandinavien, Belgien, den Niederlanden und Frankreich bezieht Deutschland große Mengen Strom. Diese Mengen kommen anteilig aus Großbritannien (steigende Anteile von Windenergie) und werden über Nachbarländer nach Deutschland geleitet. Auch Spanien und die Niederlande haben in 2030 voraussichtlich deutliche Handelsüberschüsse. Selbiges gilt für Polen und Tschechien (überwiegende konventionelle Erzeugung). Diese exportieren zusammen ca. 15 TWh nach Deutschland. In 2050 sinkt das Defizit der Außenhandelsbilanz auf ca. 35 TWh. Deutschland fungiert in Europa zunehmend als Nord-Südost Trasse. Über Frankreich gelangen große Strommengen aus Großbritannien und Spanien (überwiegend Windenergie und PV) nach Deutschland. Die skandinavischen Länder, speziell Norwegen, wiederum exportieren signifikante Mengen Strom überwiegend aus Wasser- und Windenergie. Polen und Tschechien werden in 2050 aufgrund des starken Rückganges an konventioneller Erzeugung zu Nettoimporteuren, im Süden fließen die deutschen Exporte in die Schweiz und Österreich in der Regel nach Italien weiter.

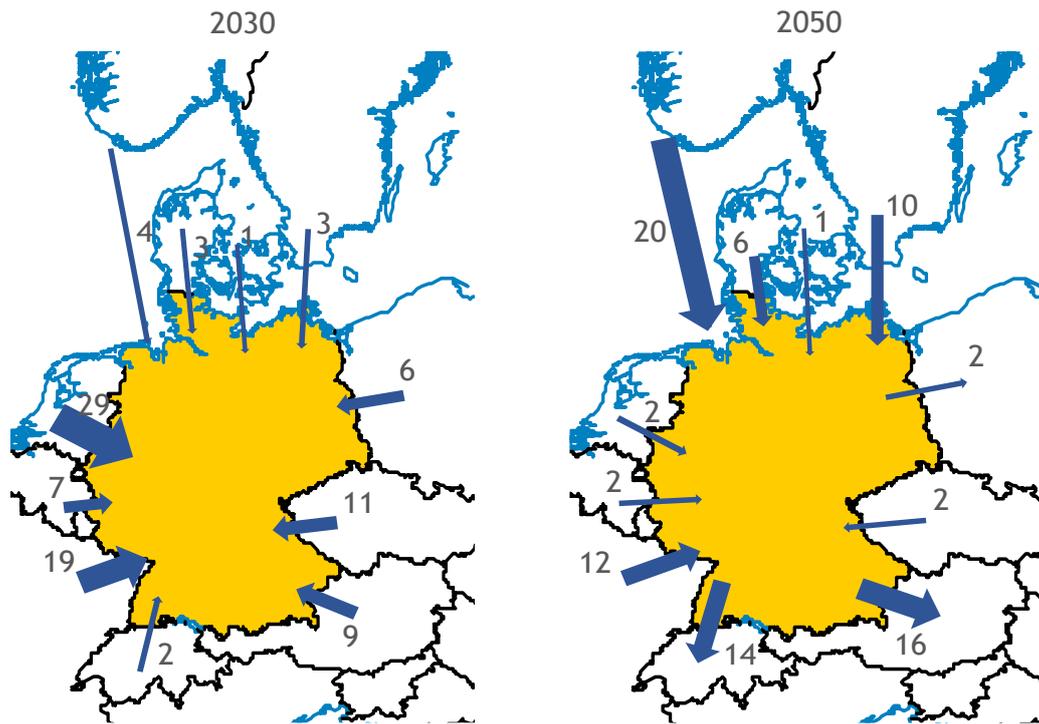
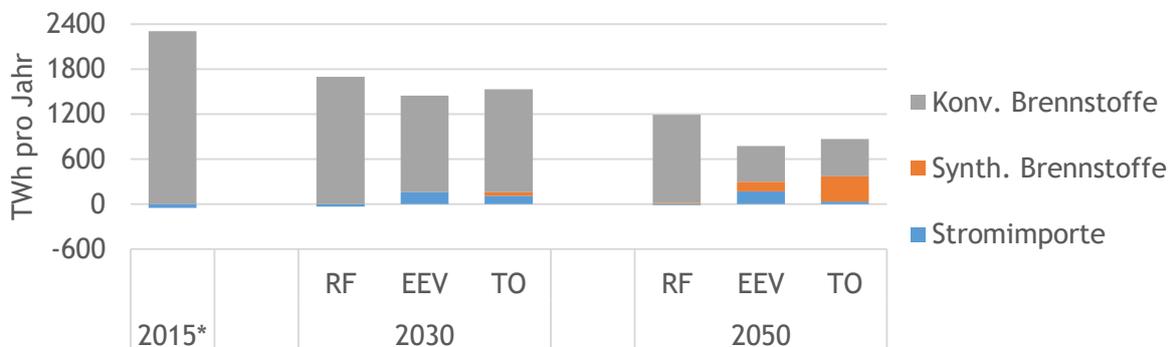


ABBILDUNG 35: NETTOSTROMIMPORTS UND -EXPORTE IN SZENARIO TECHNOLOGIEOFFEN

Quellen: Eigene Berechnungen

### 3.3.7 Energieimporte

Vor dem Hintergrund hoher Importüberschüsse im Stromaußenhandel sowie des sehr hohen Importanteils am Verbrauch synthetischer Brennstoffe werden nachfolgend deutsche Energieimporte gesamtlich betrachtet. Dazu ist in Abbildung 36 die Entwicklung deutscher Energieimporte in den Basisszenarien dargestellt. Unter konventionellen Brennstoffen sind Mineralöl-, Erdgas-, Steinkohle sowie Uranimporte zusammengefasst.



\* Historische Werte

ABBILDUNG 36: DEUTSCHE ENERGIEIMPORTE ZUR ENERGETISCHEN VERWENDUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEBA e.V. (2017)

In 2015 hat Deutschland im Stromhandel einen Exportüberschuss, ist allerdings stark auf den Import konventioneller Energieträger angewiesen. Insgesamt werden 2.646 TWh (davon ca. 2.306 TWh zur energetischen Verwendung) importiert. Aufgrund des Rückgangs konventioneller Stromerzeugung sowie Effizienzsteigerungen im Endverbrauch (beispielsweise durch Sanierung im Gebäudesektor), sinkt diese Menge bis 2030 in sämtlichen Szenarien auf 1.721 TWh (*RF*) bis hin zu 1.282 TWh (*EEV*) ab. Während in *RF* weiterhin Nettostromexporte erfolgen, wird in den anderen beiden Szenarien auf Nettoimporte zurückgegriffen. Langfristig (bis 2050) wird der Import konventioneller Brennstoffe weiter reduziert (*RF*: 1.175 TWh, *EEV*: 476 TWh, *TO*: 488 TWh). In Szenario *EEV* werden zusätzlich netto etwa 163 TWh Strom sowie 129 TWh an synthetischen Brennstoffen importiert. In *TO* betragen die Nettostromimporte lediglich 25 TWh Strom, während hier mit 335 TWh erhebliche Mengen synthetischer Brennstoffe eingeführt werden.

Insgesamt nimmt die Importabhängigkeit Deutschlands im Energiebereich im Zeitverlauf in den Szenarien *EEV* und *TO* - insbesondere durch die Senkung des Endenergieverbrauchs sowie der hohen EE-Stromerzeugung - deutlich ab.

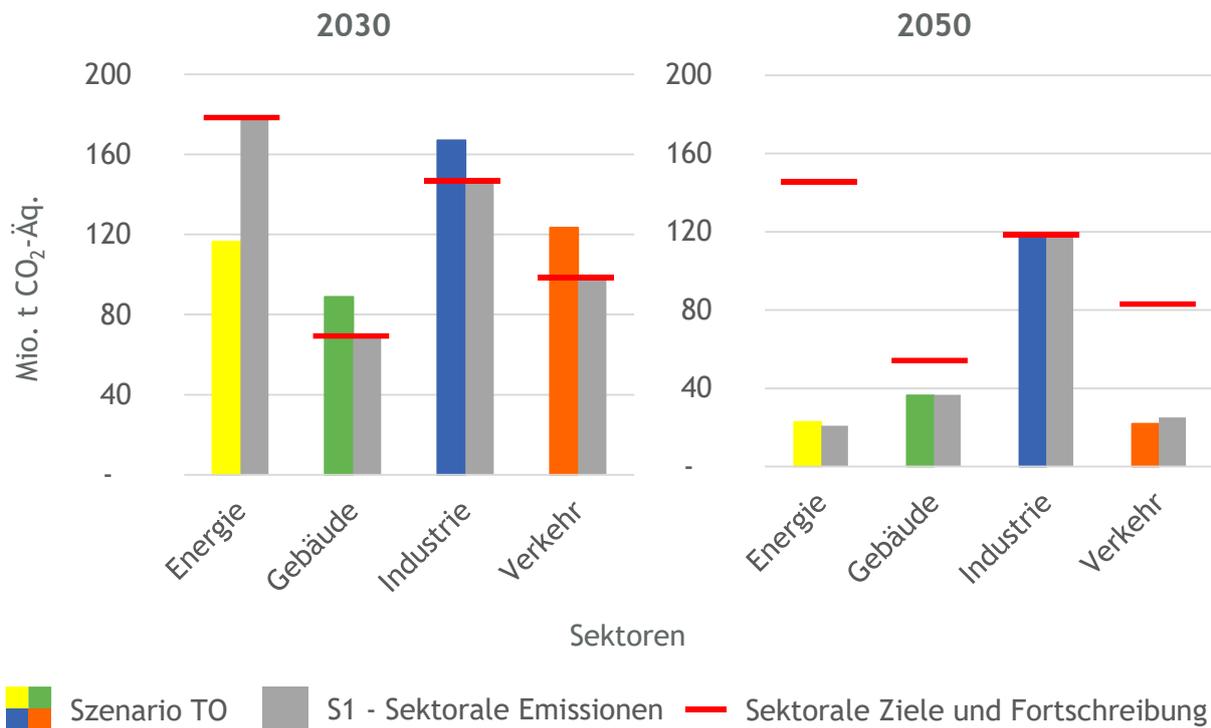
## 3.4 Auswertung der Sensitivitäten

### 3.4.1 Sensitivität 1 - Sektorale Ziele 2030

Das Ziel der Sensitivität ist, die Effizienz der sektoralen Zielvorgaben aus dem Klimaschutzplan der Bundesregierung zu prüfen. Aus ökonomischen Gesichtspunkten sollten Maßnahmen zur Treibhausgasreduzierung in den Sektoren mit den kostengünstigsten Minderungspotentialen unternommen werden. Die minimalen Gesamtsystemkosten ergeben sich, wenn sektorenübergreifend die günstigsten Vermeidungsoptionen gewählt werden. In dieser Sensitivität werden zur Umsetzung des nationalen Klimaziels sektorale Unterziele unterstellt. Im Jahr 2030 werden die Mindestziele aus dem Klimaschutzplan 2050 angenommen, anschließend erfolgt eine moderate Fortschreibung. In 2040 und 2050 müssen jedoch über die fortgeschriebenen Sektorziele hinaus weitere Treibhausgas-Reduktionen sektorenübergreifend erfolgen, um das nationale Gesamtziel zu erreichen. Damit bleibt bei der Optimierung nach 2030 Spielraum für effiziente Emissionseinsparungen (siehe Abschnitt 2.1.2).

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Umsetzung des nationalen Klimaziels mittels sektoraler Unterziele speziell im Jahr 2030 in einer Abweichung vom kostenminimalen Entwicklungspfad resultiert. Die höheren Emissionen im Energiesektor werden durch Einsparungen in den übrigen Sektoren kompensiert. Langfristig gleichen sich die Entwicklungspfade in den Sektoren wieder an.

In Abbildung 37 ist der Verlauf der Emissionseinsparungen in Szenario *TO* und der Sensitivität für die Jahre 2030 und 2050 gegenübergestellt: Die sektoralen Vorgaben werden mit Ausnahme des Industriesektors signifikant übertroffen. Daher fokussiert sich die Analyse der Abweichungen in der Folge auf das Jahr 2030.



**ABBILDUNG 37: S1 SEKTORALE KLIMAZIELE - EMISSIONEN NACH SEKTOREN IN 2030 UND 2050**

Quellen: Eigene Berechnungen, Sektorziele basierend auf BMUB (2016)

In Abbildung 37 ist der Verlauf der Emissionseinsparungen in Szenario *TO* und der Sensitivität für die Jahre 2030 und 2050 gegenübergestellt: Die sektoralen Vorgaben werden mit Ausnahme des Industriesektors signifikant übertroffen. Daher fokussiert sich die Analyse der Abweichungen in der Folge auf das Jahr 2030.

Wesentliche Abweichungen ergeben sich für den Energiesektor in 2025 und insbesondere in 2030, diese werden in Abbildung 38 im Detail dargestellt. Die sektoralen Klimaziele führen zu deutlich höherer konventioneller Stromerzeugung in 2025 und 2030. In 2030 werden insgesamt 87 TWh Braunkohle (plus 37 TWh im Vergleich zu *TO*) eingesetzt. Auch Gas verzeichnet mit 108 TWh (plus 56 TWh) einen deutlichen Zugewinn. Gleichzeitig ist die Stromnachfrage in 2030 mit 665 TWh etwa 70 TWh höher im Vergleich zum Szenario *TO* und es werden ca. 20 TWh weniger Strom importiert. Im Industriesektor werden bis 2030 großflächig gasbasierte Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme durch Power-to-Heat Anlagen substituiert. Es erfolgt somit eine Verschiebung der Treibhausgasemissionen in den Energiesektor. Mit einem Anstieg auf 360 TWh (plus 60 TWh) ist der Anstieg der Nettostromnachfrage im Wesentlichen auf den Industriesektor zurückzuführen.

Nach 2030 erfolgt eine schnelle Anpassung in der Energiewirtschaft auf den effizienten Pfad zur Erreichung der deutschen Klimaziele gemäß Szenario *TO*. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die sektoralen Ziele in 2030 und 2050 einer Mindesteinsparung entsprechen. Der kostenminimierende Pfad aus dem technologieoffenen Szenario kann daher realisiert werden.

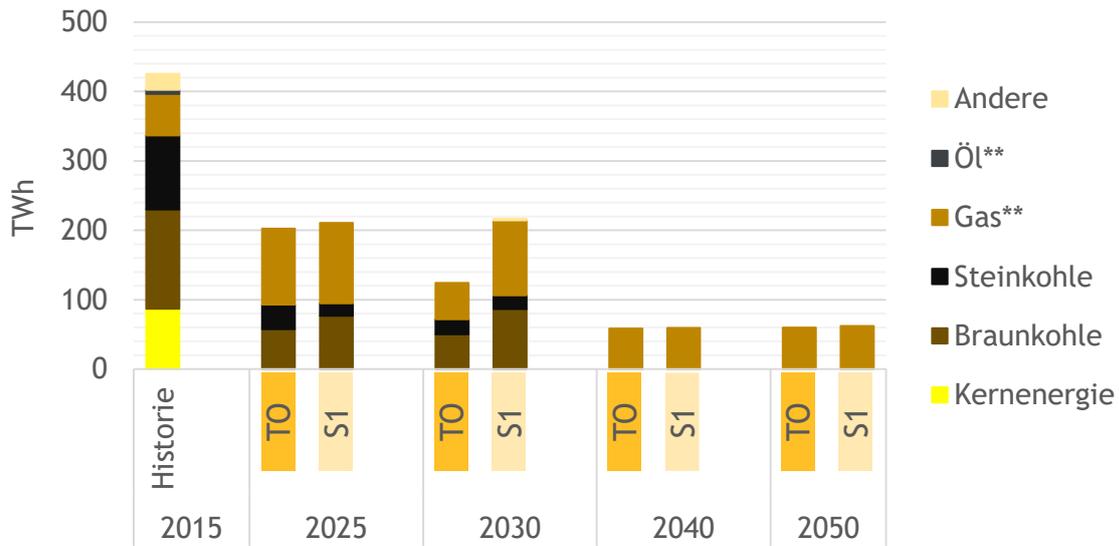


ABBILDUNG 38: S1 SEKTORALE KLIMAZIELE - KONVENTIONELLE STROMERZEUGUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BDEW e. V. (2016d)

In Abbildung 39 ist der Einsatz synthetischer Brennstoffe nach Sektor dargestellt. Es wird deutlich, dass im Gebäude- und Verkehrssektor der Einsatz von PtX-Brennstoffen zur kurzfristigen Erreichung der sektoralen Ziele in 2030 erfolgt. Während in Szenario TO in 2030 keine synthetischen Brennstoffe eingesetzt werden, werden in der Sensitivität bereits 137 TWh benötigt. Bis 2050 erfolgt auch in diesem Bereich eine Anpassung auf den effizienten Pfad zur Erreichung der deutschen Klimaziele gemäß Szenario TO.

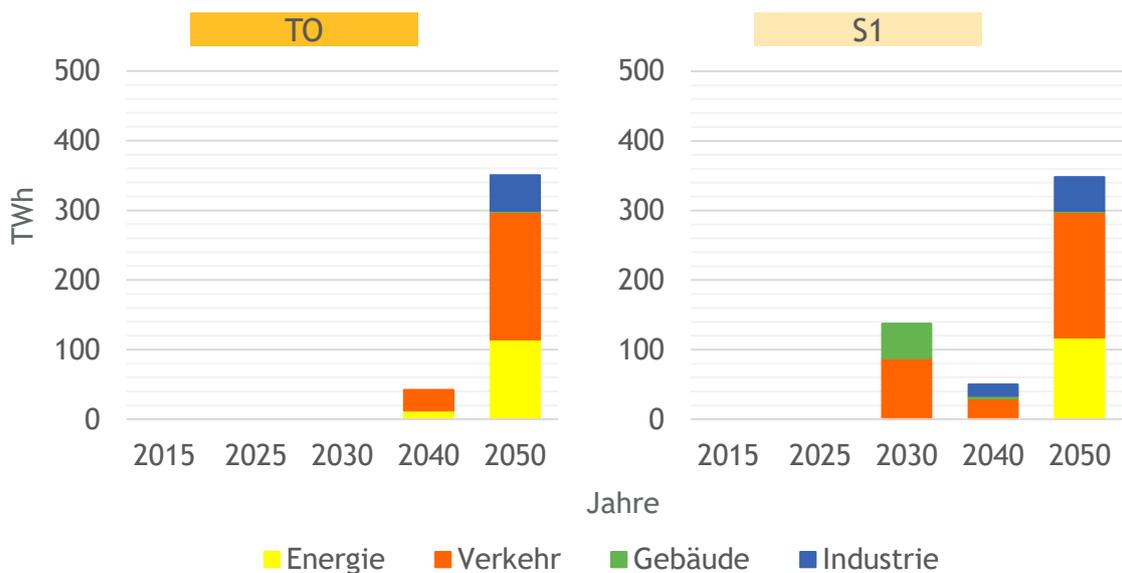


ABBILDUNG 39: S1 SEKTORALE KLIMAZIELE - SYNTHETISCHE BRENNSTOFFE NACH SEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen

Die dargestellten Ergebnisse deuten an, dass die sektoralen Ziele in ihrer aktuellen Ausgestaltung keinen effizienten Pfad zur Erreichung der nationalen Klimaziele abbilden. Neben Effizienzgesichtspunkten gibt es allerdings auch wichtige Argumente für die Umsetzung sektoraler Ziele. Ein zentrales Argument für eine Konkretisierung des nationalen Klimaziels ist die Signalwirkung als Indikator für den Fortschritt des Klimaschutzes. Zudem werden Verantwortlichkeiten klar festgelegt und es verschafft den Akteuren in den Sektoren Planungssicherheit.<sup>75</sup> Sofern die Beibehaltung und Fortschreibung sektoraler Ziel politisch gewollt ist, könnte die Berechnungsgrundlage der Werte in einem transparenten Prozess diskutiert und unter Umständen angepasst werden.

### 3.4.2 Sensitivität 2 - 95 % Treibhausgasminderung in 2050

Das Ziel der Sensitivität ist, zu prüfen, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn das nationale Klimaziel an die obere Grenze des Zielkorridors (80 % bis 95 %) der klimapolitischen Ziele für 2050 angepasst wird. Um eine realitätsnahe Abbildung der Transformationspfade sicherzustellen, wird für das Stützjahr 2040 das nationale Klimaziel von 70 % auf 75 % erhöht. Das Ziel einer 95 % Treibhausgasminderung gegenüber 1990 ist gleichbedeutend mit einem verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budget von 62 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2050.

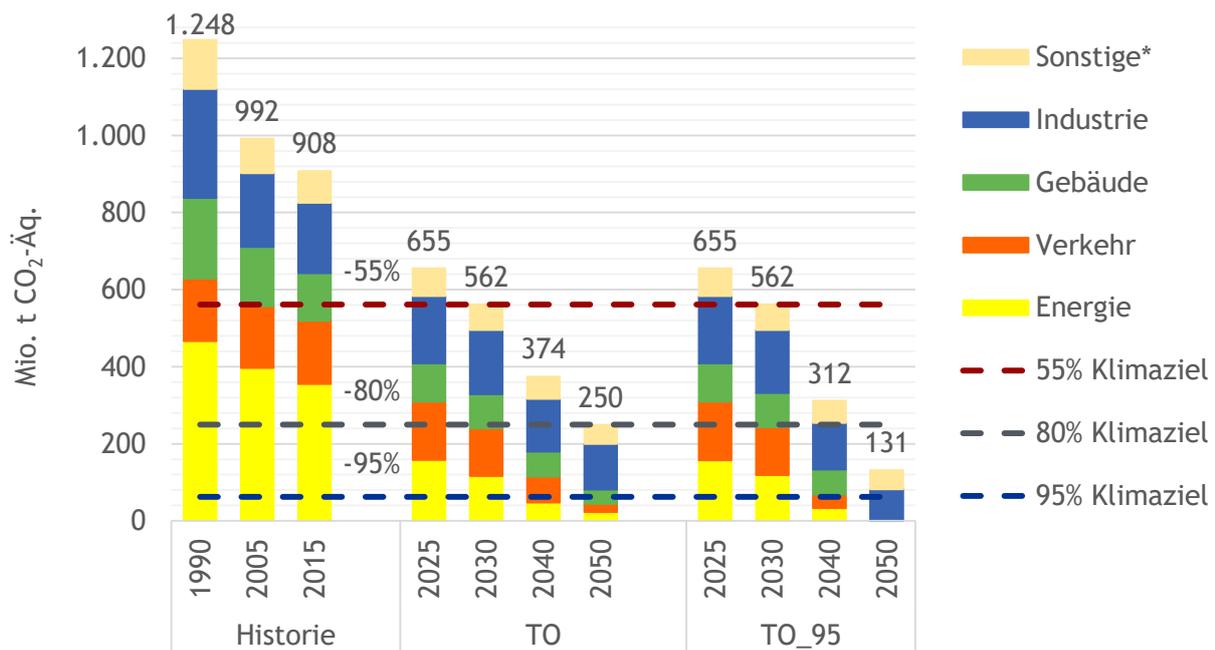
Im Ergebnis zeigt sich, dass das Ziel einer 95 % Treibhausgasminderung gegenüber 1990 bei den zugrundeliegenden Annahmen über bestehende Prozessrouten im Industriesektor nicht erreichbar ist. Schwer vermeidbare Prozessemissionen oder die Verbrennung von Kohle und Kokskohle bei der Stahlherstellung sind wesentliche Quellen von Treibhausgasemissionen.

Abbildung 40 verdeutlicht dies: Während in 2040 das erhöhte nationale Klimaziel von 75 % Treibhausgasminderung erreicht wird, verbleiben insgesamt 131 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2050. Dies entspricht lediglich einer Gesamtminderung von ca. 90 % - das Budget wird um 69 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. übertroffen.

In den Sektoren Gebäude, Verkehr und Erzeugung verbleiben in 2050 keine Emissionen. Land- und Abfallwirtschaft sind mit 50 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. für einen Großteil des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets verantwortlich. Diese entstammen einem exogen angenommenen Minderungspfad. Weiterhin verbleiben ca. 81 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. aus der Industrie.

---

<sup>75</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staß, & Ziesing (2016)



\* Land- und Abfallwirtschaft exogen. Annahmen gemäß Klimaschutzplan 2050 und Fortschreibung ab 2030

#### ABBILDUNG 40: S2 95 % TREIBHAUSGASMINDERUNG - ÜBERBLICK TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMUB (2016)

Im Vergleich zum Szenario *TO* zeigt sich, dass sich durch die Erhöhung des Klimaziels nur geringe Abweichungen bei der Zusammensetzung der Technologien in den Sektoren oder der Sanierungsrate beziehungsweise -tiefe im Gebäudebestand ergeben. Die im Gebäudesektor eingesetzten Heizungstechnologien unterscheiden sich marginal. Für die Bereitstellung von Prozesswärme im Industriesektor werden gasbasierte Technologien in geringem Umfang durch Power-to-Heat Anlagen ersetzt. Im Verkehrssektor ist eine geringe Substitution von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen durch dieselbetriebene Fahrzeuge zu beobachten. Der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien aber liegt in der ansteigenden Verwendung von synthetischen Brennstoffen.

In Abbildung 41 wird deutlich, dass sich der Einsatz von synthetischen Brennstoffen mit etwa 880 TWh in 2050 im Vergleich zum Szenario *TO* mehr als verdoppelt. Bereits in 2040 erfolgt der Einsatz von PtX in allen Sektoren. In 2050 entfallen 666 TWh auf die emissionsfreien Sektoren Gebäude, Verkehr und Erzeugung. Der starke Zuwachs wird mit ca. 87 % in 2050 vorrangig durch Importe aus dem außereuropäischen Ausland gedeckt. Bemerkenswert ist an dieser Stelle, dass trotz des Einsatzes von 223 TWh PtX Brennstoffen im Industriesektor noch immer 82 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. an Emissionen verbleiben. Der Fokus liegt daher in der Folge auf der Analyse der Emissionen im Industriesektor.

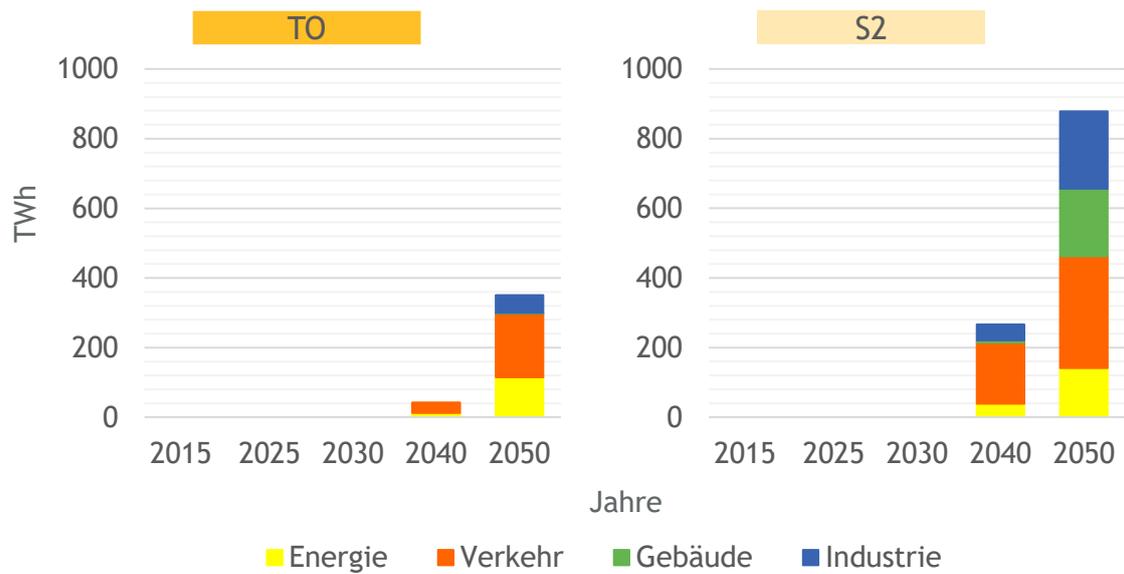


ABBILDUNG 41: S2 95 % TREIBHAUSGASMINDERUNG - SYNTHETISCHE BRENNSTOFFE NACH SEKTOR

Quellen: Eigene Berechnungen

Abbildung 42 zeigt die Emissionen der Industrie aufgeteilt nach Prozessemissionen beziehungsweise sonstigen Emissionen. Das Minimum der Treibhausgasemissionen im Industriesektor liegt bei ca. 81 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in 2050. Das entspricht gegenüber 2015 einem Rückgang von lediglich 55 %. Es wird deutlich, dass allein die Prozessemissionen mit 49 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. das Restbudget von 12 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. deutlich übersteigen<sup>76</sup>.

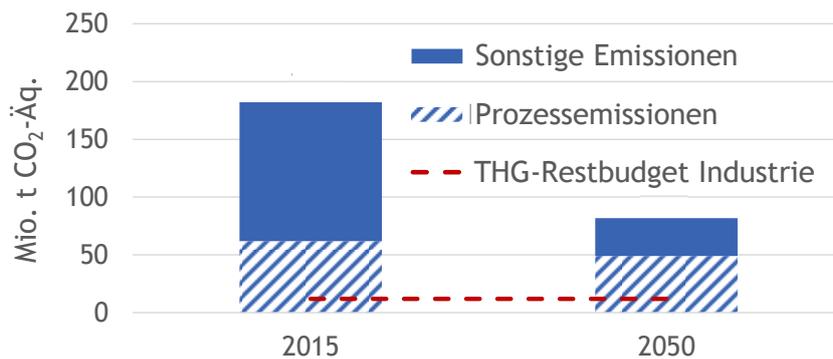


ABBILDUNG 42: S2 95 % TREIBHAUSGASMINDERUNG - RESTEMISSIONEN INDUSTRIE IN 2050

Quellen: Eigene Berechnungen

<sup>76</sup> Ein Großteil des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Budgets wird mit ca. 50 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. von Emissionen in Land- und Abfallwirtschaft beansprucht.

Ein Großteil dieser schwer vermeidbaren Prozessemissionen entfällt auf die Industriebereiche Eisen & Stahl, Chemie sowie Steine & Erden. Hintergrund ist, dass bei vielen industriellen Prozessen Emissionen durch chemische Reaktionen im Produktionsprozess entstehen. Ein Beispiel aus der Zementindustrie ist die Herstellung von Zementklinker aus Kalkstein. Die ablaufende Reaktion setzt CO<sub>2</sub> frei. Annahmegemäß können diese Prozesse nicht durch andere Verfahren substituiert werden. In der Stahlindustrie ist die Verbrennung von Kohle und Kokskohle die wesentliche Quelle von Treibhausgasemissionen. Per Annahme liegt für diese Energieträger kein Substitut vor und die Brennstoffe können nicht synthetisch hergestellt werden.

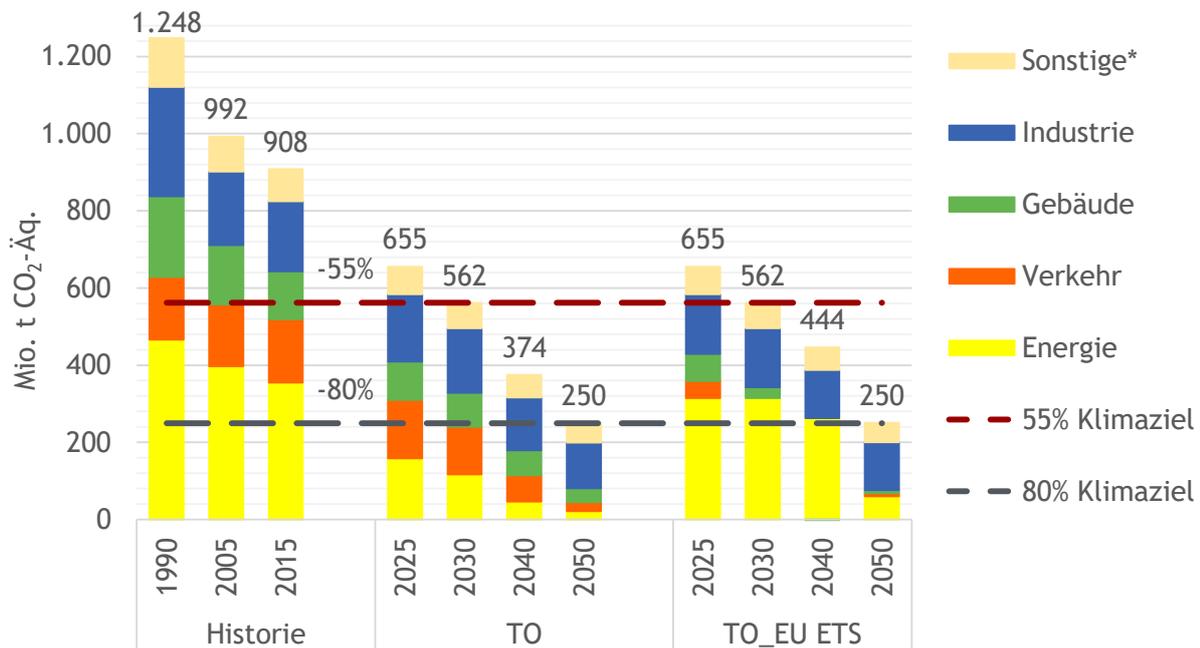
Das Ziel einer 95 % Treibhausgasreduzierung gegenüber 1990 ist daher bei den zugrundeliegenden Annahmen über bestehende Prozessrouten nicht erreichbar. An dieser Stelle bedarf es daher Initiativen in Forschung & Entwicklung, um beispielsweise Kohle oder Kokskohle synthetisch herzustellen oder den Anlagenpark auf emissionsärmere Prozessrouten umzustellen.

### 3.4.3 Sensitivität 3 - EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen

Das Ziel der Sensitivität ist es, das Zusammenspiel aus EU ETS und den nationalen Klimazielen zu untersuchen. Im Basisszenario *TO* ist das EU ETS bindend. Jedoch wird zur Erreichung des nationalen Klimaziels für Deutschland ein übergreifendes Treibhausgas-Budget über alle Sektoren unterstellt. Dies impliziert die Nutzung der sektorenübergreifend günstigsten Optionen zur Emissionsvermeidung und somit bei Bedarf nationale Zusatzmaßnahmen in den EU ETS Sektoren. In dieser Sensitivität werden unter der Annahme hohen Wettbewerbsdrucks keine zusätzlichen Maßnahmen in den EU ETS Sektoren ergriffen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass sich ohne nationale Zusatzmaßnahmen in den EU ETS Sektoren deutlich höhere Emissionen im Energiesektor ergeben. Diese werden wenn möglich in den übrigen Sektoren kompensiert, z. B. durch frühzeitigen sehr hohen Einsatz von PtX Brennstoffen. Das nationale Klimaziel für 2040 (70 % Treibhausgasreduzierung gegenüber 1990) wird verfehlt.

Ein Blick auf die Treibhausgasemissionen in Abbildung 43 zeigt die vergleichsweise geringen Treibhausgas-Einsparungen in den EU ETS Sektoren. Zur Kompensation der verbleibenden Emissionen sind (unrealistisch) hohe Anstrengungen im Verkehrs-, Gebäude- und dem nicht-EU ETS Teil des Industriesektors erforderlich. Diese Sektoren müssten ab 2030 annähernd emissionsfrei sein. In der Konsequenz werden nicht die günstigsten Vermeidungsoptionen gewählt und es kommt zu Verzerrungen zwischen Sektoren. Weiterhin wird die Zielvorgabe von 70 % Treibhausgasreduzierung gegenüber 1990 in 2040 verfehlt, allein die Emissionen im Energie- und Industriesektor übersteigen mit 388 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. den Zielwert.



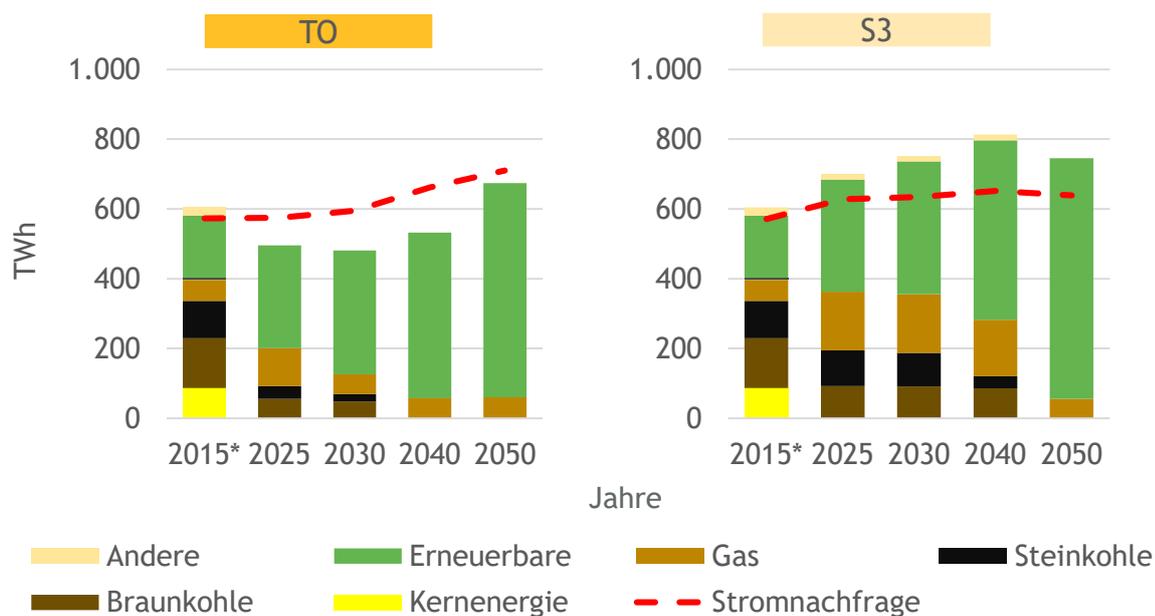
\* Land- und Abfallwirtschaft exogen. Annahmen gemäß Klimaschutzplan 2050 und Fortschreibung ab 2030

#### ABBILDUNG 43: S3 EU ETS OHNE ZUSATZMAßNAHMEN - ÜBERBLICK TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BMUB (2016)

Speziell die Entwicklung im Stromerzeugungssektor verdeutlicht, dass der Entwicklungspfad von der ökonomisch effizienten Variante in Szenario *TO* abweicht. Erst ab 2040 kommt es auf Basis des EU ETS zu einer drastischen Reduktion der Treibhausgasemissionen. Zwischen 2015 und 2040 werden lediglich 92 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. gemindert. Zwischen 2040 und 2050 fällt der Wert dann signifikant um 203 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. - insgesamt verbleiben jedoch auch in 2050 ca. 20 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. mehr als in Szenario *TO*.

In Abbildung 44 werden die Entwicklungen im Energiesektor detailliert betrachtet. Es wird deutlich, dass die kohlebasierte Stromerzeugung verhältnismäßig lange im Markt bleibt. Steinkohle hat mit ca. 95 TWh in 2030 noch einen signifikanten Marktanteil - auch in 2040 verbleiben noch 35 TWh. Diese Entwicklung ist noch stärker bei Braunkohle sichtbar: In 2040 liegt der Anteil an der Nettostromerzeugung bei ca. 91 TWh. Im Basisszenario *TO* hingegen wird die stein- beziehungsweise braunkohlebasierte Stromerzeugung bis 2040 vollständig durch Gas beziehungsweise erneuerbare Energien substituiert. Gaskraftwerke kommen vor allem bis 2040 in deutlich größerem Ausmaß zum Einsatz: Mit ca. 162 TWh ist die Nettostromerzeugung aus Gas in 2040 deutlich höher als in Szenario *TO*. Aufgrund der weiterhin hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verzeichnet Deutschland somit steigende Exportüberschüsse mit Nettoexporten von bis zu 169 TWh in 2040.



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 44: S3 EU ETS OHNE ZUSATZMAßNAHMEN - VERGLEICH NETTOSTROMERZEUGUNG

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf BDEW e.V. (2016d)

Die kohlebasierte Stromerzeugung läuft im Falle eines nationalen Emissionsbudgets über alle Sektoren bis 2040 sukzessive aus, gleichzeitig erfolgen signifikante Stromimporte zur Deckung des nationalen Strombedarfs. Aufgrund der Messung der Zielerreichung auf Basis des Quellprinzips wird die Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die nationalen Klimaziele angerechnet. Emissionen für die Erzeugung importierten Stroms hingegen werden nicht in der nationalen Bilanz berücksichtigt. Bei ausschließlicher Betrachtung des EU ETS Emissionsbudgets verbleiben wie oben gesehen bis zu 110 TWh kohlebasierte Stromerzeugung in 2040 in Deutschland. Im Ausland sind speziell im Bereich der konventionellen Stromerzeugung konträre Entwicklungen zu beobachten. Beispielsweise erfolgt bis 2020 eine nahezu vollständige Einstellung der Erzeugung von vergleichsweise ineffizienten Kohlekraftwerken in Großbritannien. Auch in den Nachbarländern Polen und Tschechien kommt es zu einer frühzeitigen Stilllegung von Kohlekraftwerken bis 2040. Die Gesamtzahl der europaweiten Emissionen in den EU ETS Sektoren ist aufgrund des gesamteuropäischen Emissionsbudgets in beiden Fällen unverändert. Die Kombination aus nationalen Klimazielen und europäischen Emissionsbudgets verursacht unter Umständen Ineffizienzen. Es gilt daher sicherzustellen, dass Emissionen die durch die vorzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken freigesetzt werden nicht ins Ausland verlagert werden und durch emissionsintensive Stromimporte ausgeglichen werden. Mögliche Instrumente werden in Kapitel 8 diskutiert.

Die Übersicht des Einsatzes synthetischer Brennstoffe in Abbildung 45 zeigt, dass die frühzeitige Treibhausgasminde rung des Verkehrs-, Gebäude- und (nicht-EU ETS) Industriesektors größtenteils durch einen sehr hohen Einsatz von PtX Brennstoffen erfolgt. Durch den Einsatz werden die hohen Emissionen in den EU ETS Sektoren kompensiert. Bereits kurzfristig werden hohe Importmengen

aus EU und nicht-EU Ländern benötigt. Es ist einerseits fraglich, ob z. B. die 732 TWh in 2030 entsprechend zur Verfügung stehen. Andererseits würden selbst bei vorhandenen Kapazitäten vor allem kurzfristig signifikante Zusatzkosten gegenüber dem Einsatz von konventionellen Brennstoffen entstehen. Der Einsatz synthetischer Brennstoffe ist damit der Haupttreiber für Verzerrungen zwischen den Sektoren.

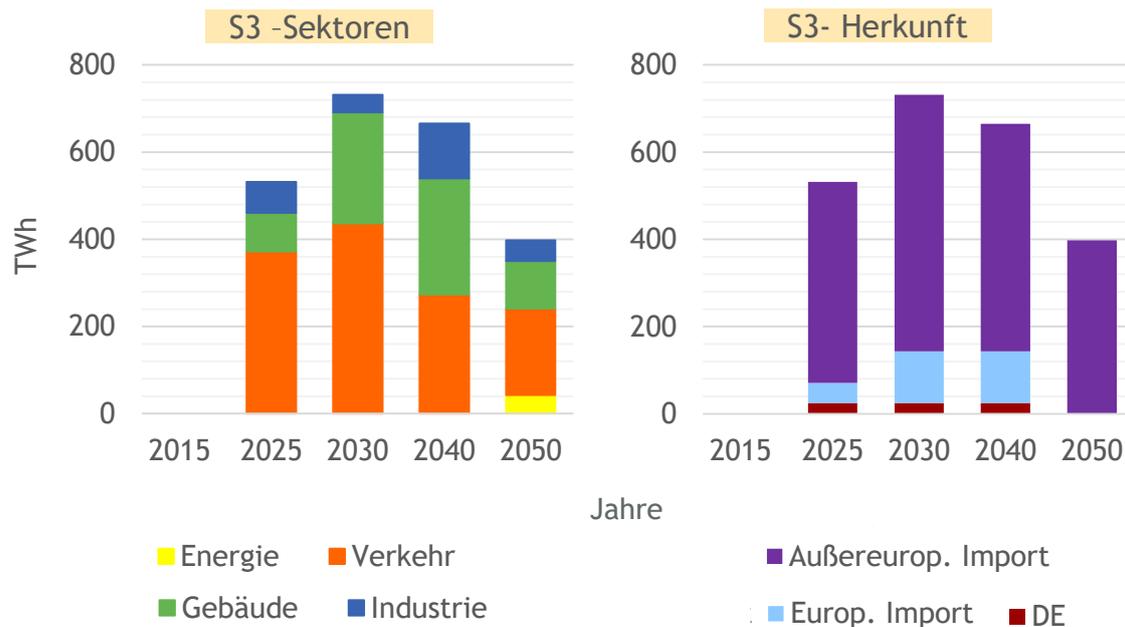


ABBILDUNG 45: S3 EU ETS OHNE ZUSATZMAßNAHMEN - ÜBERSICHT SYNTHETISCHE BRENNSTOFFE

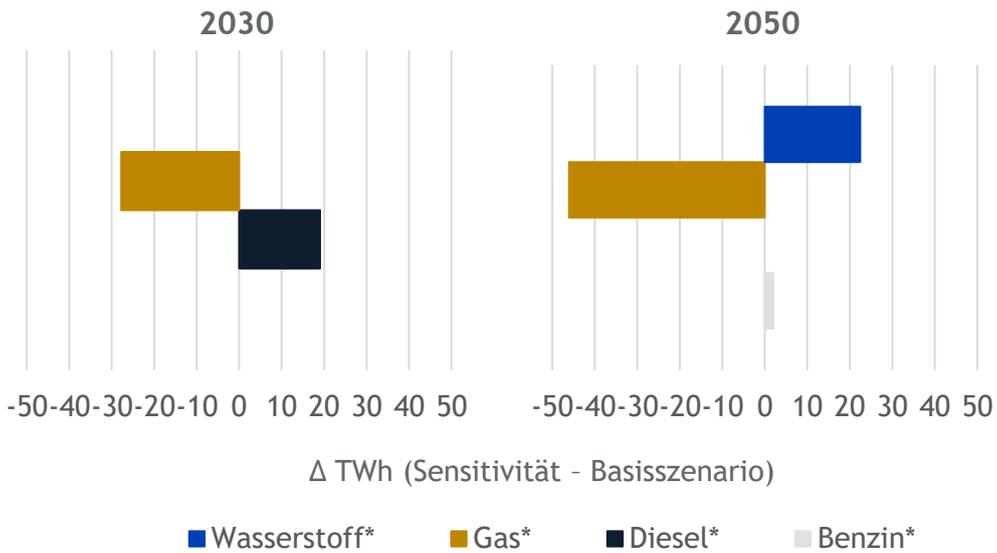
Quellen: Eigene Berechnungen

#### 3.4.4 Sensitivität 4 - Erhöhte Gaspreise

Im technologieoffenen Basisszenario zeigt sich, dass gasbasierte Technologien eine wichtige Rolle bei dem Ziel der kosteneffizienten Treibhausgasreduzierung spielen. Ausgehend von dieser Entwicklung erfolgt in dieser Sensitivität eine Erhöhung des Gaspreises (siehe Abschnitt 2.1.2). Das Ziel der Sensitivität ist es, die in Szenario *TO* beobachtete Entwicklung auf Ihre Robustheit zu überprüfen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Robustheit der Hauptaussagen des Basisszenarios *TO* bestätigt wird. In den Sektoren Industrie und Gebäude treten nur geringfügige Abweichungen auf, sodass auf eine detaillierte Betrachtung dieser Sektoren verzichtet wird. Im Verkehrs- und Erzeugungsektor ist mittelfristig eine minimal verringerte Nutzung von Gas zu beobachten.

Abbildung 46 illustriert zunächst die Veränderungen des Gesamtenergiebedarfs im Verkehrssektor in 2030 und 2050. Die erhöhten Gaspreise führen zu einer Verschiebung des Endenergiebedarfs. Mittelfristig ist eine geringfügige Substitution von Gas durch Diesel zu beobachten. Langfristig gewinnt Wasserstoff Marktanteile zu Lasten von gasbetriebenen Antriebstechnologien.

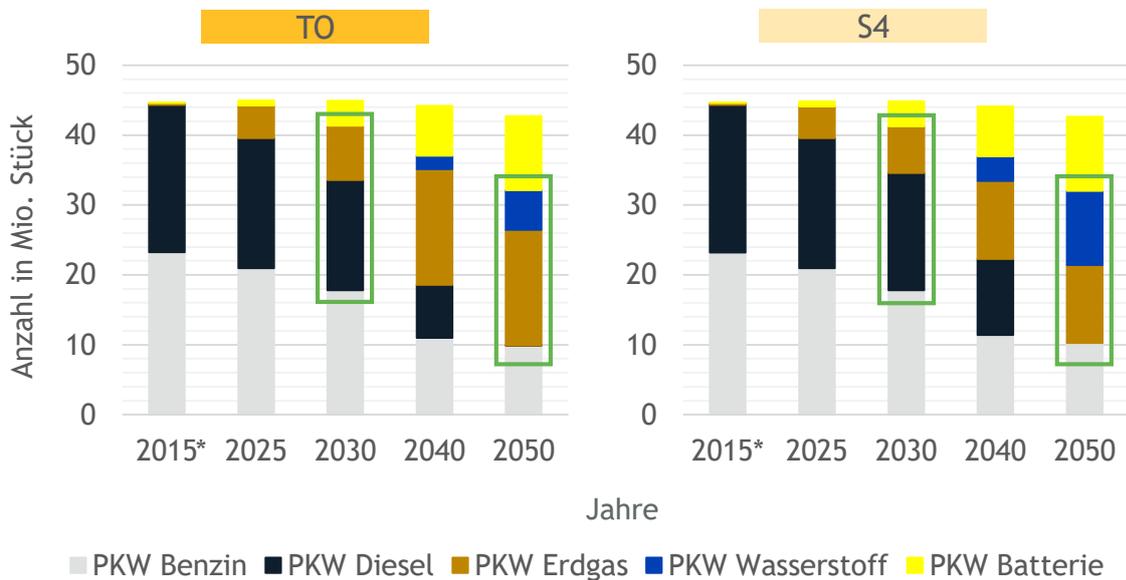


\*Konventionell, synthetisch und biogen

**ABBILDUNG 46: S4 ERHÖHTE GASPREISE - VERGLEICH ENDENERGIEBEDARF VERKEHR**

Quellen: Eigene Berechnungen

Die Verschiebungen im Energiemix sind im Wesentlichen auf den PKW-Markt zurückzuführen. Abbildung 47 vergleicht die PKW-Fahrzeugflotte im Basisszenario TO mit der Sensitivität.



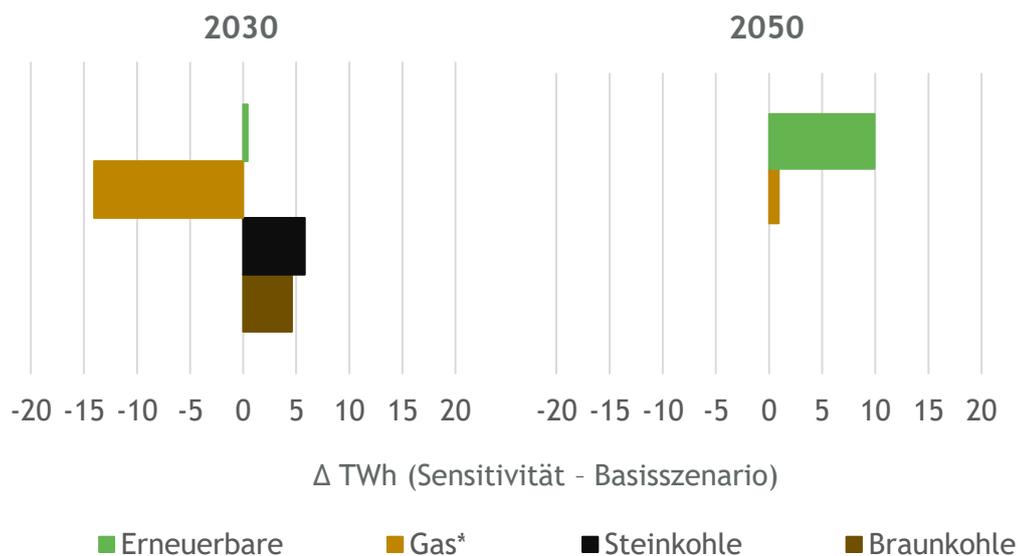
\* Historische Werte

**ABBILDUNG 47: S4 ERHÖHTE GASPREISE - VERGLEICH FAHRZEUGFLOTTE PKW**

Quellen: Eigene Berechnungen

In 2030 steigt die Anzahl der dieseltreibenden PKWs von 15,8 Mio. auf 16,8 Mio. - gasbetriebene Fahrzeuge fallen von 7,8 Mio. auf 6,7 Mio. Fahrzeuge. In 2050 befinden sich im Vergleich zum Szenario *TO* (5,6 Mio.) insgesamt 5 Mio. zusätzliche wasserstoffbetriebene PKWs in der Fahrzeugflotte. Auch der Anteil von Benzinfahrzeugen ist mit plus 0,4 Mio. leicht ansteigend, während der Anteil der gasbetriebenen Fahrzeuge von 16,6 Mio. auf 11,2 Mio. fällt. Im Markt für LNF und LKW sind ähnliche, allerdings weniger ausgeprägte Tendenzen zu beobachten.

Abschließend wird der Erzeugungssektor in Abbildung 48 dargestellt. Das veränderte Verhältnis des Gaspreises zum Kohle- und Ölpreis hat Auswirkungen auf die Nettostromerzeugung. Mittelfristig ist zu beobachten, dass sich im Bereich der grundlastfähigen Erzeugung die Umstellung von kohlebasiert auf gasbasierte Kraftwerke später erfolgt. In 2030 verbleiben 11 TWh mehr Kohle-erzeugung im Markt. Langfristig haben höhere Gaspreise lediglich einen marginalen Effekt, es treten leicht erhöhte Einspeisungen aus erneuerbaren Energien auf. Die Nettoimporte sinken somit von 35 TWh auf 19 TWh in 2050.



\*Konventionell, synthetisch und biogen

**ABBILDUNG 48: S4 ERHÖHTE GASPREISE - VERGLEICH NETTOSTROMERZEUGUNG**

Quellen: Eigene Berechnungen

## 4 IMPLIKATIONEN FÜR ENERGIENETZE

### 4.1 Stromnetze (ef.Ruhr)

#### 4.1.1 Übertragungsnetze

Das folgende Kapitel widmet sich den Ergebnissen der Untersuchungen bezüglich des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz mit dem Zeithorizont 2050. Der Netzausbaubedarf wird für ganz Deutschland ermittelt sowie mit speziellem NRW-Bezug betrachtet.

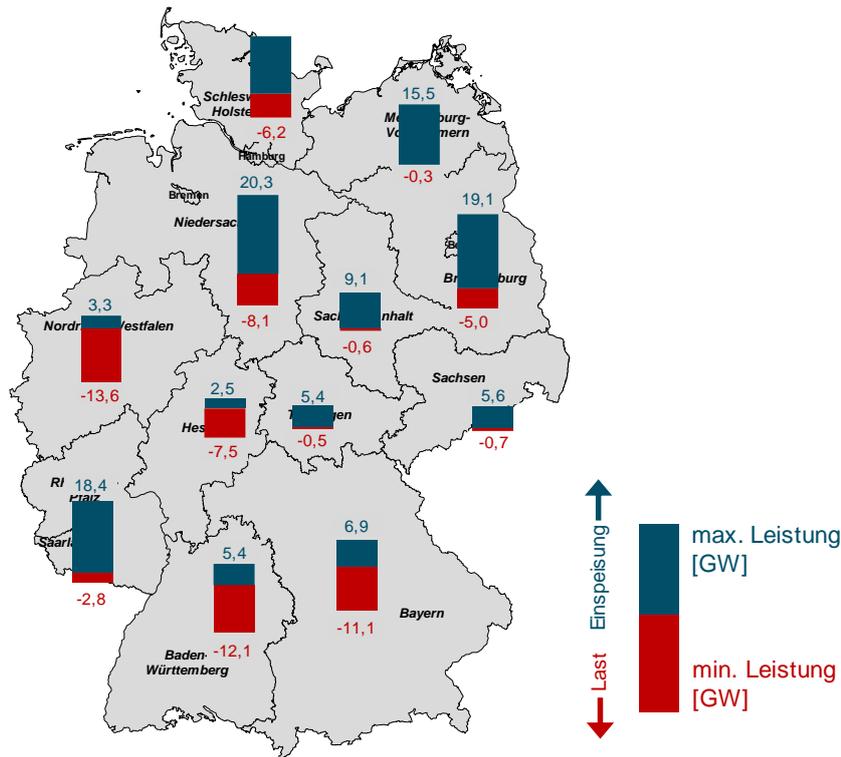
Ein erster Indikator für die zu erwartende Versorgungsaufgabe und den damit verbundenen Ausbaubedarf des Netzes bilden die ermittelten Leistungsbilanzen der Bundesländer. Über ein reduziertes Netzmodell des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes werden dann Lastflussberechnungen im Übertragungsnetz durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung ermöglichen eine Abschätzung des Ausbaus- und Investitionsbedarfs. Basis der Untersuchungen sind die bereits im NEP berücksichtigten Maßnahmen für das Jahr 2030 bzw. 2035. Aufbauend auf der deutschlandweiten Betrachtung liegt ein besonderer Fokus auf der Bewertung der Trassen im Übertragungsnetz, welche das Bundesland NRW betreffen.

#### Deutschlandweite Betrachtung

Zunächst werden die Ergebnisse der deutschlandweiten Untersuchungen zum Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz betrachtet.

Abbildung 49 zeigt die bilanzierte Leistung der Bundesländer im *RF*, welche sich durch die Bildung der Differenz aus Einspeisung und Last ergibt. In Rot dargestellt ist je Bundesland der maximal auftretende Wert der Leistungsbilanz bei der Betrachtung aller 8.760 Stunden eines Jahres. In blau ist der minimal auftretende Wert der Leistungsbilanz je Bundesland dargestellt. Die rot dargestellten Maximalwerte bilden i.d.R. den maximal auftretenden Lastfall und die blau dargestellten Minimalwert i.d.R. den entsprechenden Rückspeisefall in der Bundeslandbilanz ab.

Die in Abbildung 49 dargestellten Leistungswerte der Bundesländer können zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten. Die jeweilige Stunde ist hierbei sowohl durch die Einspeisung konventioneller Kraftwerke als auch durch die Einspeisung aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen und der aktuellen Last charakterisiert. Ein niedriger maximal auftretender Rückspeisewert ist nicht zwangsläufig einhergehend mit einem geringen Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen. Der niedrige Wert im Rückspeisefall kann auch durch gleichzeitig auftretende hohe Lasten hervorgerufen werden. Die Werte kleiner Bundesländer werden mit größeren zusammengefasst. So werden beispielsweise Niedersachsen und Bremen zusammen bilanziert.



**ABBILDUNG 49: MAXIMAL UND MINIMAL AUFTRETENDE LEISTUNGSBILANZWERTE JE BUNDESLAND IM REFERENZSZENARIO**

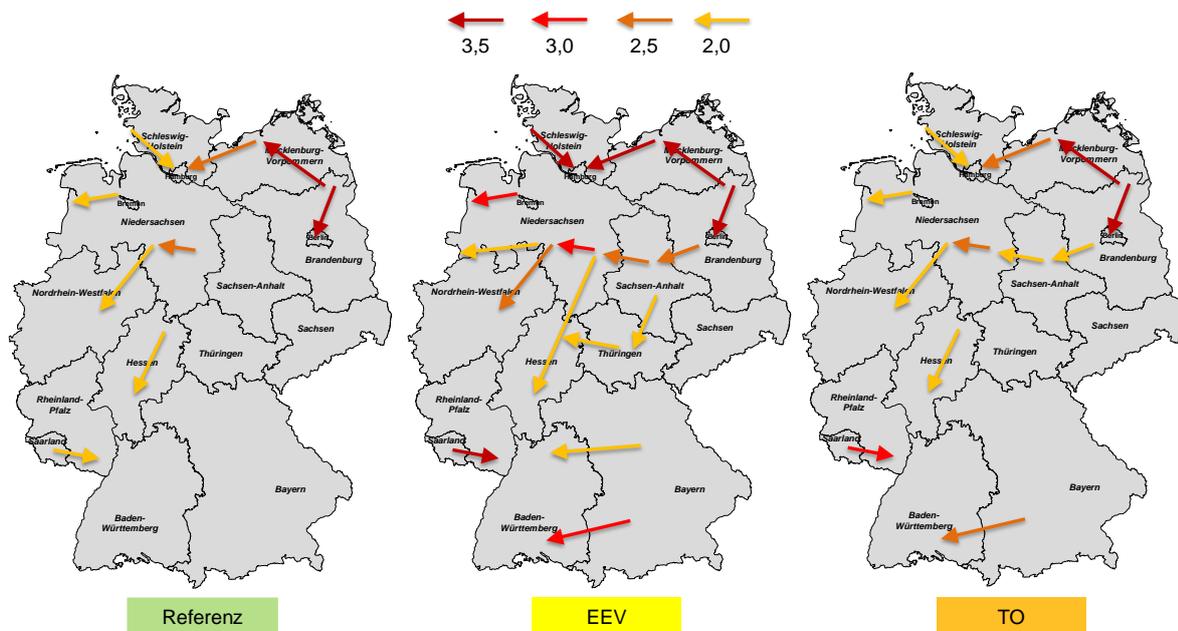
Quellen: Eigene Darstellung

Die Bewertung der Leistungsbilanzen bildet einen ersten Indikator für die zu beherrschende Versorgungsaufgabe des deutschen Übertragungsnetzes im Jahr 2050. Die bilanzierten Leistungen deuten auf eine Aufteilung Deutschlands in zwei Regionen hin. Während der Norden und Osten des Landes voraussichtlich ein eher einspeisegeprägtes Verhalten zeigt, treten die Bundesländer im Süden und Westen vermehrt als Lasten auf. Eine Ausnahme bilden hier die gemeinsam bilanzierten Bundesländer Rheinland-Pfalz und Saarland.

Auf Basis der zu erwartenden Einspeise- und Lastsituationen in den betrachteten Szenarien werden mit Hilfe des reduzierten Netzmodells des Übertragungsnetzes (siehe Abschnitt A.2.1) Lastflussberechnungen durchgeführt. Das Netzmodell enthält bereits die Maßnahmen des NEP für das Szenario NEP B 2030 und berücksichtigt zudem die vorgeschlagene Variante I für weitere HGÜ-Netzausbaumaßnahmen in Szenario B 2035. Die Analysen des Szenarios B 2035 dienen vornehmlich der Nachhaltigkeitsprüfung wegen des weiter zunehmenden großräumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarfes und werden in den folgenden Netzentwicklungsplänen weitergehend geprüft. Daher werden zusätzliche Dreiphasenwechselstrom-Maßnahmen (engl.: Alternating current, AC) im Rahmen des NEP Szenarios B 2035 nicht detailliert aufgeführt und auch nicht im Rahmen der

Modellierung dieser Studie berücksichtigt. Die im Folgenden durchgeführten Analysen zeigen daher Grenzwertverletzung, welche nach der Ertüchtigung auf Basis des NEP identifiziert werden können.

Abbildung 50 fasst die Ergebnisse dieser Untersuchungen zusammen. Dargestellt werden die unzulässig belasteten Trassen im analysierten Netzmodell je Szenario. Aufgrund des allgemein sehr hohen Ausbaubedarfs sind nur Trassen mit einer Belastung von mindestens dem zweifachen der Maximalbelastung gekennzeichnet. Die Einfärbung der als Pfeile gekennzeichneten Trassen, stellt den Faktor der Überlastung dar. Die maximal zulässige Belastung der Trassen wird, unter Berücksichtigung des n-1-Kriteriums, auf 70 % des Nennstroms der Leitungen festgelegt. Dies würde in Abbildung 50 dem Faktor 1 entsprechen. Die Richtung der Pfeile gibt die Leistungsflussrichtung zum Zeitpunkt der maximalen Aus- bzw. Überlastung der entsprechenden Trasse im netzauslegungsrelevanten Fall an.



**ABBILDUNG 50: ÜBERLASTETE TRASSEN DES ÜBERTRAGUNGSNETZES**

Quellen: Eigene Darstellung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass das vorhandene Übertragungsnetz, inklusive der Maßnahmen des NEPs, zwischen den windreichen Einspeiseregionen im Norden und den Lastzentren, nicht ausreichend bemessen ist, um die 2050 zu erwartenden Übertragungsaufgaben zu erfüllen. Die zu übertragene Leistung überschreitet die Belastungsgrenzen der Leitungen z. T. um das Dreifache. Selbst im Referenzfall weisen einige in südwestlicher Richtung verlaufende Verbindungen (z. B. in Richtung Rhein-Main-Gebiet) keine ausreichende Kapazität auf. Dies betrifft ins-

besondere auch NRW. Bedingt durch eine zunehmende Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und den Zubau neuer Lasten wird diese Überlastungssituation in den Szenarien *TO* und *EEV* weiter verstärkt. Darüber hinaus zeigen sich in diesen Szenarien zusätzliche Netzengpässe in Ost-West-Richtung, die insbesondere durch einen massiven Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen im Südosten Deutschlands verursacht werden.

Ausgehend von der in Abschnitt A.2.1 beschriebenen Methodik können die voraussichtlich benötigten Netzausbaumaßnahmen abgeleitet werden. Die Untersuchungen führen zu dem Ergebnis, dass innerhalb Deutschlands für das *RF* ein Investitionsbedarf von 47 Mrd. € zu erwarten ist. Für die Szenarien *TO* und *EEV* erhöht sich der Bedarf auf 49,3 Mrd. € bzw. 53,2 Mrd. €. Hierbei sind bereits die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen des NEP bis zum Jahr 2030 mit ca. 33 Mrd. € enthalten.<sup>77</sup> Damit ergeben sich durch die zusätzlichen HGÜ-Maßnahmen im Rahmen des NEP B 2035 und die darüber hinaus erforderlichen Maßnahmen in konventioneller AC-Technologie zusätzliche Investitionen zwischen 14,0 Mrd. € und 20,2 Mrd. € bis 2050.

Aufgrund möglicher Akzeptanzprobleme, bezüglich der daraus resultierenden Anzahl erforderlicher, zum Teil parallel verlaufender AC-Freileitungssysteme, ist dieser Lösungsweg jedoch kritisch zu diskutieren. Eine Erdverkabelung der neu zu errichtenden Trassen wird eine deutliche Erhöhung der erforderlichen Investitionen zur Folge haben. Die Ausführung in HGÜ-Kabeltechnik verursacht gemessen an den Investitionen, welche über den NEP 2030 hinausgehen, einen zusätzlichen Investitionsbedarf im Bereich von ca. 65 % - 100 %. Dieser groben Abschätzung liegt die Annahme zugrunde, dass alle über den NEP 2030 hinausgehenden Maßnahmen in Kabeltechnik ausgeführt werden.

Bei Verwendung von Erdkabeln auf langen Übertragungstrecken ist davon auszugehen, dass HGÜ-Kabelsysteme die deutlich wirtschaftlichere Alternative darstellen. Dies liegt insbesondere an den im Gegensatz zur AC-Kabeltechnik nicht benötigten Kompensationsanlagen. Darüber hinaus können sich aus dem Einsatz von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) weitere Vorteile ergeben, wie z. B. die zusätzliche Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung und der Regelfähigkeit (siehe Abschnitt 7.2.1).

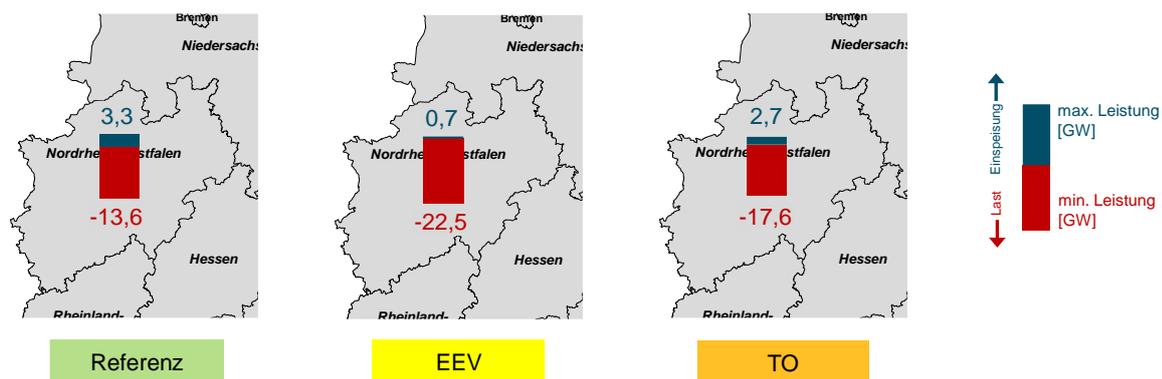
---

<sup>77</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

### Implikationen für NRW (1/4)

Der folgende Abschnitt befasst sich mit den Untersuchungsergebnissen bezüglich des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz, mit einem speziellen Fokus auf das Bundesland NRW.

Abbildung 51 zeigt die bilanzierten Leistungen des Bundeslandes in allen untersuchten Szenarien. Die Form der Darstellung ist analog zu Abbildung 49.



**ABBILDUNG 51: MAXIMAL UND MINIMAL AUFTRETENDE LEISTUNGSBILANZWerte JE Szenario IN NRW**

Quellen: Eigene Darstellung

Besonders NRW zeigt ein eher von Leistungsbezug gekennzeichnetes Verhalten, wenngleich insbesondere im Referenzfall auch Leistungsüberschüsse von ca. 3,3 GW möglich sind. Mit zunehmender Sektorenkopplung sinkt jedoch der auf Bundeslandebene zu beobachtende Rückspeisefall auf 0,7 GW und der maximale Leistungsbezug steigt von 13,6 GW im Referenzfall auf 22,5 GW im Szenario *EEV*. Die Anzahl von Zeiträumen in denen das Land seinen Leistungsbedarf lokal decken kann oder ein rückspeisendes Verhalten zeigt, nehmen hier tendenziell ab.

Um die Auswirkungen des Zubaus zusätzlicher dezentraler Energieerzeugungsanlagen und neuer Lasten auf das Übertragungsnetz in NRW abschätzen zu können, werden die Ergebnisse der deutschlandweiten Lastflussberechnungen, mit einem besonderen Fokus auf das Land NRW betrachtet.

In Abbildung 52 werden alle unzulässig belasteten Trassen in NRW dargestellt. Die Einfärbung der als Pfeile gekennzeichneten Trassen, stellt den Faktor der höchsten Überlastung dar.

Ergänzend zur Darstellungsform in Abbildung 50 werden bei der Bewertung der Trassen in NRW alle Trassen ab dem Faktor 1,0 eingefärbt. Somit werden alle Trassen berücksichtigt, die in mindestens einer Stunde des betrachteten Jahres eine Überschreitung von mindestens 70 % des Nennstromes aufweisen. Die dargestellten Überlastungen sind jene, die nach der Durchführung der Maßnahmen des NEP auftreten.

Implikationen für NRW (2/4)

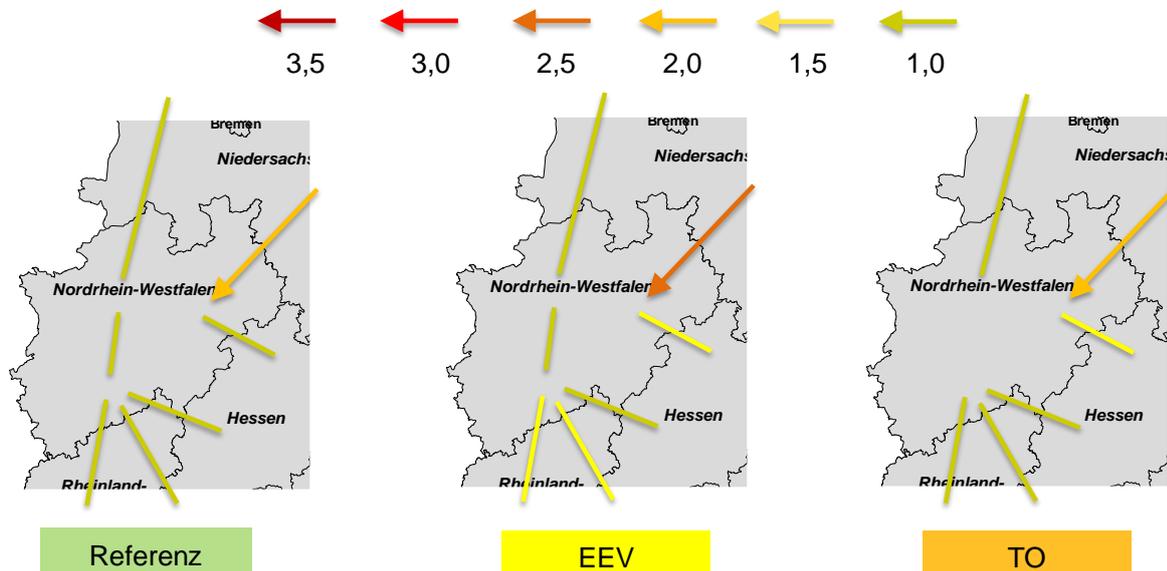


ABBILDUNG 52: ÜBERLASTETE TRASSEN DES ÜBERTRAGUNGSNETZES IN DEN UNTERSUCHTEN SZENARIEN IN NRW

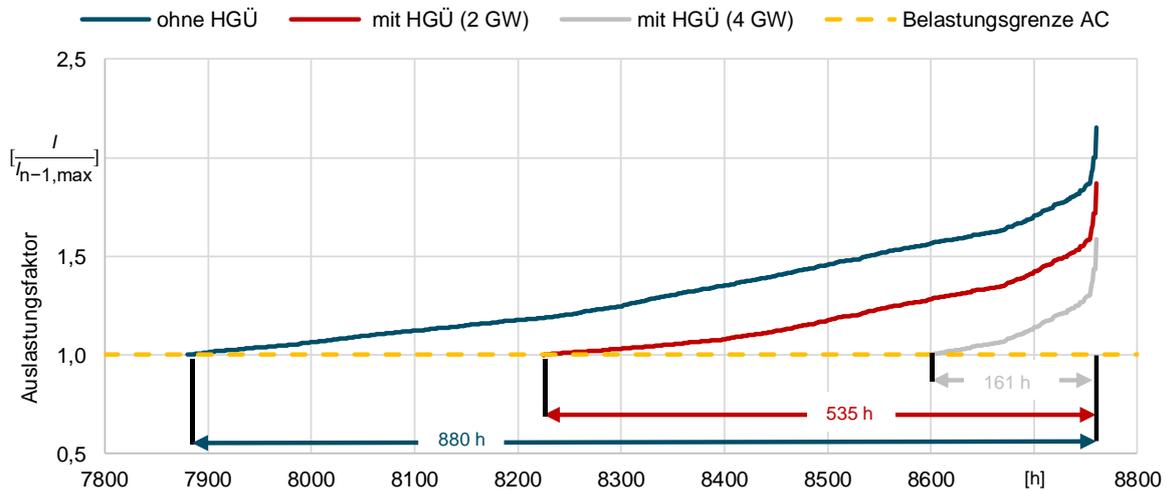
Quellen: Eigene Darstellung

In allen Szenarien zeigt sich eine deutliche Überlastung des Korridors von NRW nach Niedersachsen. So ist die Trasse, welche den Osten von NRW mit dem windreichen Gebieten im Norden Deutschlands verbindet, im Szenario *EEV* mit der 2,5-fachen Maximalleistung belastet. Auch die Trassen nach Rheinland-Pfalz und Hessen zeigen Überlastungen im Bereich der 1,0 - 1,5-fachen Maximalleistung in allen Szenarien.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung verdeutlichen, dass zur Bewältigung der zu erwartenden Übertragungsaufgaben im Übertragungsnetz weitere Netzausbaumaßnahmen notwendig sind. Ein als wirtschaftlich anzusehender Ausbau in Freileitungstechnik könnte jedoch zu Akzeptanzproblemen führen, die durch den kostenintensiveren Einsatz von HGÜ-Erdkabelverbindungen verringert werden können. Ein heutiges Beispiel für den Bau einer relativ kurzen HGÜ-Erdkabelverbindung aus Landschaftsschutzgründen stellt die geplante HGÜ Trasse zwischen NRW und Belgien dar. Aus diesem Grund wird im Folgenden exemplarisch der Einsatz einer HGÜ-Verbindung auf der in NRW identifizierten Trasse mit der höchsten Überlastung betrachtet und die Reduzierung des Engpasses anhand einer Jahresbetrachtung geprüft.

Abbildung 53 zeigt den geordneten Betrag des Auslastungsfaktors einer Trasse des Übertragungsnetzes im Referenzfall über die 8.760 Stunden eines Jahres. Die betrachtete Trasse verbindet den Osten NRW mit Niedersachsen und zeigte in allen Szenarien, die höchste Auslastung in NRW.

### Implikationen für NRW (3/4)



**ABBILDUNG 53: GEORDNETEN BETRAG DES AUSLASTUNGSFAKTORS EINER AC-TRASSE IM REFERENZSZENARIO**

Quellen: Eigene Darstellung

Der Auslastungsfaktor gibt die Höhe des Stromes  $I$  über der Leitung relativ zum thermischen Grenzstrom der Leitung unter Beachtung des n-1-Kriteriums  $I_{n-1,max}$  an. In Abbildung 53 werden alle unzulässigen Belastungssituationen dargestellt. Der blaue Verlauf zeigt die Auslastung der entsprechenden AC-Trasse nach NEP ohne die Berücksichtigung von zusätzlichen Ausbaumaßnahmen. Hier ergibt sich in 880 Stunden eine Überlastung der betrachteten Leitung. Der rot dargestellte Verlauf der Überlastungen zeigt dieselbe Trasse unter Berücksichtigung einer HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungsleistung von 2 GW. Hierbei können die Betriebsstunden unzulässiger Belastungssituationen auf 535 Stunden reduziert werden. Wird die Übertragungsleistung der HGÜ-Verbindung auf 4 GW erhöht, ergibt sich der grau dargestellte Verlauf. Die Anzahl unzulässiger Betriebsstunden lässt sich durch die erhöhte Übertragungsleistung auf 161 Stunden des Betrachtungsjahres reduzieren. Bei dieser Betrachtung erfolgt keine direkte Abschätzung der Effizienz der entsprechenden Maßnahmen. Eine Einordnung der Erforderlichkeit kann hier das „20 %-Kriterium“ geben. Hierbei gilt es zu prüfen, ob in mindestens einer Stunde des Jahres im n-0-Fall eine Auslastung von 20 % oder mehr ermittelt werden kann (vgl. ef.Ruhr GmbH (2016) und BET (2015)). In Abbildung 53 ist nicht die Auslastung der HGÜ-Verbindung dargestellt, sondern die verbleibende Überlastung der betrachteten AC-Trasse unter Berücksichtigung der thermischen Grenzen für den n-1-Fall. Die erheblichen verbleibenden Überlastungen sind jedoch ein deutlicher Indikator dafür, dass das entsprechende Kriterium erfüllt wird.

### Implikationen für NRW (4/4)

Die verbleibenden unzulässigen Betriebsstunden könnten entweder durch zusätzlichen Netzausbau weiter reduziert oder durch marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb wie den Redispatch von Kraftwerken beherrscht werden, wenngleich dies heute in der Planung nicht berücksichtigt wird. Darüber hinaus sollten die Grenzen der zugrundeliegenden Modellbetrachtung berücksichtigt werden. Durch die reduzierte Komplexität des Netzmodells und den weit entfernten Planungshorizont gilt es zu prüfen, inwieweit ein weiterer Netzausbau für die verbleibenden 161 Stunden tatsächlich erfolgen muss.

Die Verwendung von HGÜ-Technik bietet im Vergleich zur klassischen AC-Technik nicht nur bei der Erdverkabelung Vorteile, sondern auch technischen Zusatznutzen, z. B. durch die Möglichkeit der Bereitstellung von Blindleistung oder durch die Möglichkeiten zum betrieblichen Engpassmanagement mittels Wirkleistungsflussregelung. Das betriebliche Engpassmanagement könnte z. B. durch reaktive Behandlung von n-1 Fällen auch zu einer weiteren Reduzierung der engpassbehafteten Stunden führen. Dieser Zusatznutzen müsste ebenfalls anhand von komplexeren Berechnungsmodellen untersucht werden.

#### 4.1.2 Verteilnetze

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Untersuchungen zum deutschlandweiten und speziell für NRW ermittelten Ausbaubedarf im Verteilnetz dargestellt. Betrachtet wird der Investitionsbedarf je Spannungsebene und Strukturklasse für die untersuchten Szenarien.

##### Deutschlandweite Betrachtung

Nachfolgend werden die Ergebnisse der deutschlandweiten Untersuchungen bezüglich des zu erwartenden Investitionsbedarfs für den Netzausbau aufgeführt. Der deutschlandweit für den Netzausbau zu erwartende Investitionsbedarf je Spannungsebene bis 2050 wird in Abbildung 54 dargestellt. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen für das *RF* eine Erhöhung der Investitionen mit steigender Spannungsebene. Über alle Spannungsebenen werden in diesem Szenario Investitionen von 75,5 Mrd. € erwartet.

In den Szenarien *TO* und *EEV* erhöht sich der zu erwartende Investitionsbedarf auf 124,9 Mrd. € bzw. 276,5 Mrd. €. Der Zusammenhang zwischen steigenden Investitionen und steigender Spannungsebene wird hier aufgehoben. Die in diesen Szenarien unterstellte zunehmende Sektorenkopplung führt zu einer Erhöhung der Netzbelastung. Die somit prognostizierte Versorgungsaufgabe übersteigt insbesondere in der NS-Ebene die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze deutlich. Netzausbaumaßnahmen werden daher meist durch Netzneubaumaßnahmen ersetzt. Dies resultiert in einem gesteigerten Investitionsbedarf für die MS- und NS-Ebene. Die zu erwartenden

Investitionen in der HS-Ebene, welche in den Szenarien anhand des EE-Zubaus extrapoliert werden (siehe Anhang A.2.2), steigen im Verhältnis geringer an. Während der Investitionsbedarf im *RF* für MS- und NS-Ebene mit 17,8 Mrd. € bzw. 15,3 Mrd. € etwa 44 % der Gesamtinvestitionen ausmacht, erhöht sich der Anteil in den Szenarien *TO* und *EEV* auf 52 % bzw. 75 %. Somit liegt in Szenario *EEV* der Investitionsbedarf in der MS-Ebene bei 64,8 Mrd. € und in der NS-Ebene bei 142 Mrd. €.

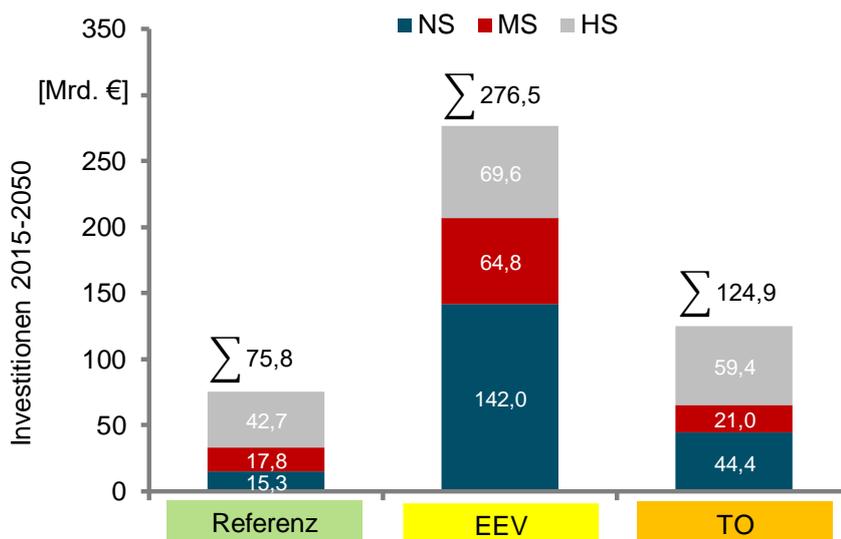


ABBILDUNG 54: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 JE SPANNUNGSEBENE IN DEUTSCHLAND

Quelle: Eigene Darstellung

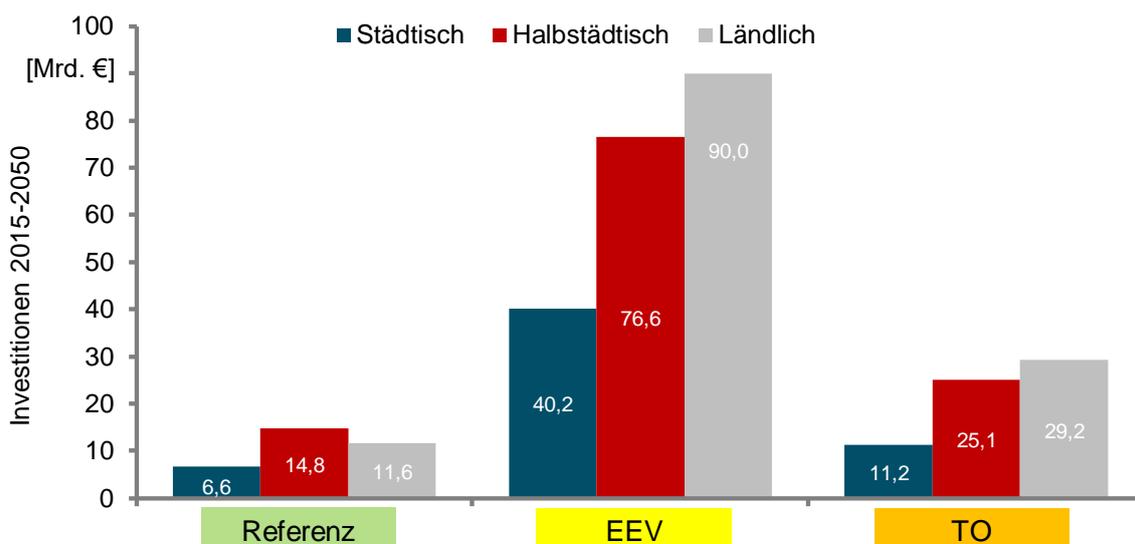


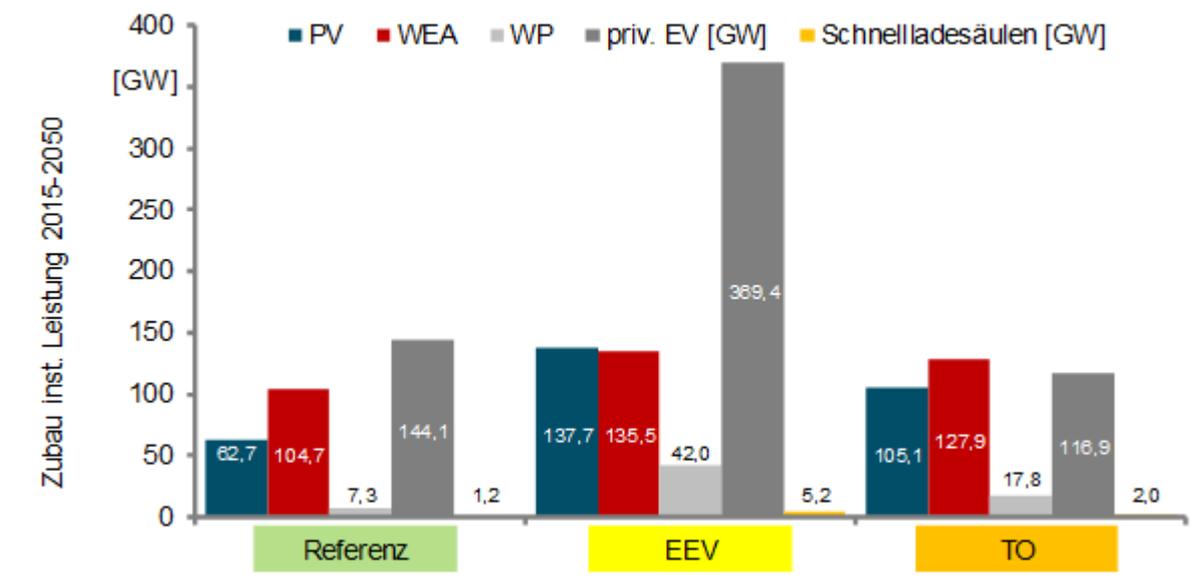
ABBILDUNG 55: INVESTITIONSBEDARF IN DER MS- UND NS-EBENE BIS 2050 JE STRUKTURKLASSE

Quellen: Eigene Darstellung

Die gesteigerte Belastung der Netze wird insbesondere in Szenario *EEV* durch die starke Leistungszunahme von Wärmepumpen (WP) und Elektrofahrzeugen (engl.: Electric vehicle, EV) begründet (Abbildung 56). Unter Elektrofahrzeugen werden hierbei Fahrzeuge zusammengefasst, welche über das elektrische Netz laden können. Dies betrifft sowohl die BEV als auch die PHEV. Insgesamt steigert sich der installierte Leistungszubau von Elektrofahrzeugen zwischen dem *RF* und dem Szenario *EEV* von 144,1 GW auf 369,4 GW. Hierbei gilt es zu beachten, dass es sich um die installierte Leistung ohne die Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren handelt. Durch die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren wird berücksichtigt, dass nie die vollständige installierte Leistung bei allen Nutzern eines Netzgebietes gleichzeitig auftritt und daher ein reduzierter Wert für die Netzplanung angesetzt werden kann. Die Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren erfolgt unter Berücksichtigung des unterstellten stochastischen Lade- bzw. Betriebsverhaltens innerhalb der jeweiligen Netzebene und der dort betrachteten Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (siehe Anhang A.2.2).

Da der Einfluss der Sektorenkopplung zunächst insbesondere in der *MS*- und *NS*-Ebene zu erwarten ist, liegt der Fokus der Betrachtungen im Folgenden auf diesen beiden Spannungsebenen. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass in den Szenarien *TO* und *EEV* der höchste Investitionsbedarf für das Verteilnetz in ländlichen Regionen zu erwarten ist (Abbildung 55).

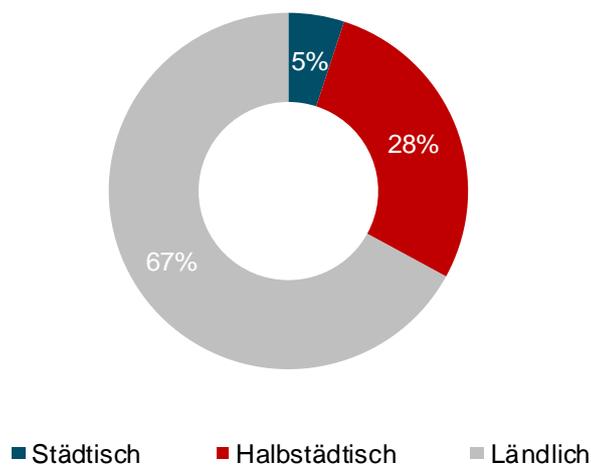
In Szenario *TO* wird für diese Regionen ein Bedarf von 29,2 Mrd. € erwartet und damit ein Anteil von 45 % am Gesamtinvestitionsbedarf. In Szenario *EEV* liegt dieser Anteil mit 90 Mrd. € bei 44 %. Der Investitionsbedarf wird insbesondere durch den hohen Zubau von EE-Anlagen begründet. In ländlichen Regionen werden zunächst nur geringe Zunahmen neuer Lasten, verursacht durch Wärmepumpen und Elektrifizierung des Verkehrswesens, erwartet. Der netzauslegungsrelevante Fall bleibt in diesen Regionen i.d.R. der Rückspeisefall. Die erforderlichen Investitionen in halbstädtischen Regionen bilden in allen untersuchten Szenarien einen großen Anteil an den zu erwartenden Gesamtinvestitionen. Während im Referenzmodell der Investitionsbedarf der *MS*-Ebene mit 14,8 Mrd. € noch einem Anteil von 45 % am Gesamtinvestitionsbedarf ausmacht, sinkt dessen Anteil in den Szenarien *TO* und *EEV* auf 38 % bzw. 37 %.



**ABBILDUNG 56: ZUBAU INSTALLIERTER LEISTUNGEN DEZENTRALER ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN BZW. ZUSÄTZLICHER LASTEN BIS 2050**

Quellen: Eigene Darstellung

Ein verstärkter Zubau von Wärmepumpen und eine fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrswesens führen zu einem überproportional hohen Investitionsbedarf (19 % in Szenario EEV) in die Netzinfrastruktur städtischer Regionen, gemessen an deren Flächenanteil mit 5 % (Abbildung 57). Eine zunehmende Sektorenkopplung stellt daher vornehmlich andere Netzbetreiber als die bisher durch dezentrale Energieerzeugungsanlagen betroffenen Netzbetreiber vor neue Herausforderungen.



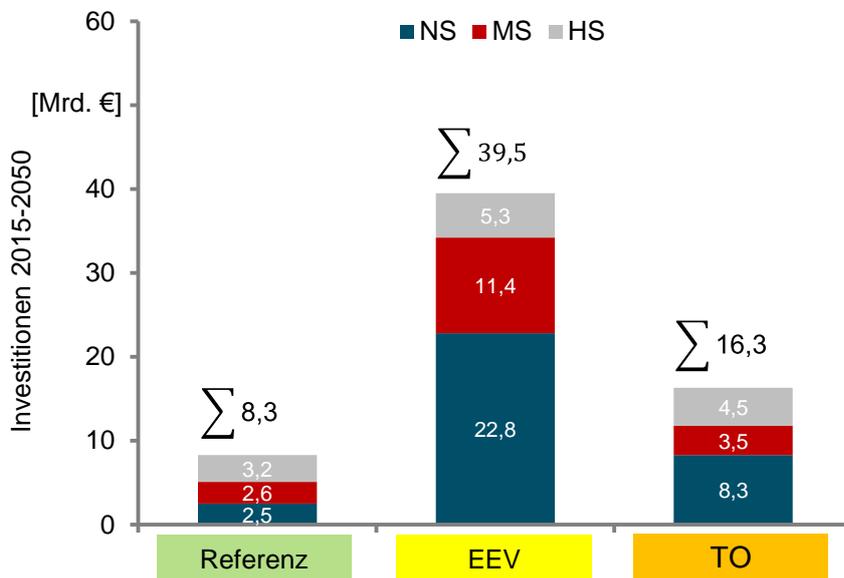
**ABBILDUNG 57: PROZENTUALER ANTEIL DER EINZELNEN STRUKTURKLASSEN AN DER GESAMTFLÄCHE DEUTSCHLANDS**

Quellen: Eigene Darstellung

### Implikationen für NRW (1/3)

Der nachfolgende Abschnitt stellt die Untersuchungsergebnisse mit besonderem Fokus auf das Land NRW dar. Hierbei werden die regionalen Spezifika des Landes berücksichtigt.

Der für NRW zu erwartenden Investitionsbedarf für den Netzausbau je Spannungsebene bis 2050 wird in Abbildung 58 dargestellt. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen für das *Referenzszenario* einen zu erwartenden Investitionsbedarf von insgesamt 8,3 Mrd. €. In den Szenarien *TO* und *EEV* steigt der Bedarf auf 16,5 Mrd. € bzw. 39,5 Mrd. €.



**ABBILDUNG 58: INVESTITIONSBEDARF BIS 2050 JE SPANNUNGSEBENE IN DEN UNTERSUCHTEN SZENARIEN IN NRW**

Quellen: Eigene Darstellung

In NRW entfällt ein Großteil des zu erwartenden Investitionsbedarfs auf die MS- und NS-Ebene. In den Szenarien *TO* und *EEV* beträgt deren Anteil 72 % bzw. 87 %. Dies begründet sich durch die für NRW spezifische Aufteilung der Strukturklassen. So ist die Fläche von NRW zum überwiegenden Teil halbstädtisch und städtisch geprägt (siehe Abbildung 57 und Abbildung 59).

Im Gegensatz zur deutschlandweiten Betrachtung entfällt in NRW daher in allen betrachteten Szenarien der Großteil des zu erwartenden Investitionsbedarfs in der MS- und NS-Ebene auf die halbstädtischen und städtischen Regionen des Landes (siehe Abbildung 60). Der Investitionsbedarf städtisch geprägter Regionen ist gemessen an deren Flächenanteil überproportional hoch. Während die städtischen Regionen gerade einmal 14 % der Gesamtfläche des Landes ausmachen, liegt der Investitionsbedarf beispielsweise im Szenario *EEV* bei 15,2 Mrd. €. Dies entspricht 44 % der Gesamtinvestitionen für das Verteilnetz.

Implikationen für NRW (2/3)

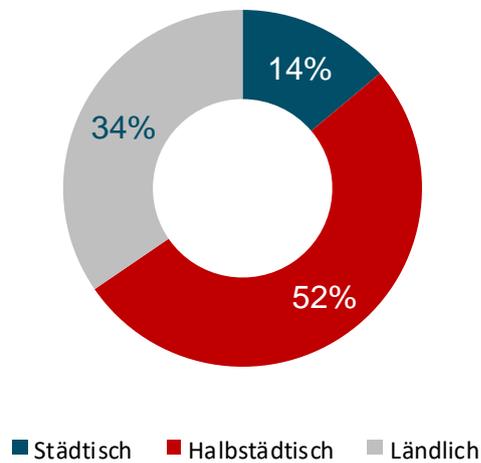


ABBILDUNG 59: ANTEIL DER EINZELNEN STRUKTURKLASSEN AN DER GESAMTFLÄCHE IN NRW

Quellen: Eigene Darstellung

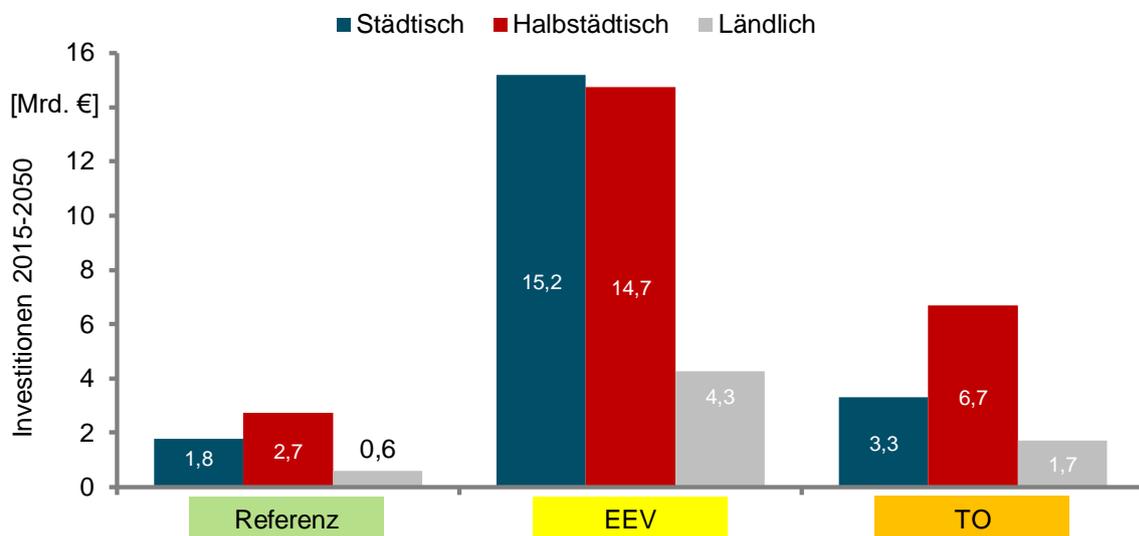


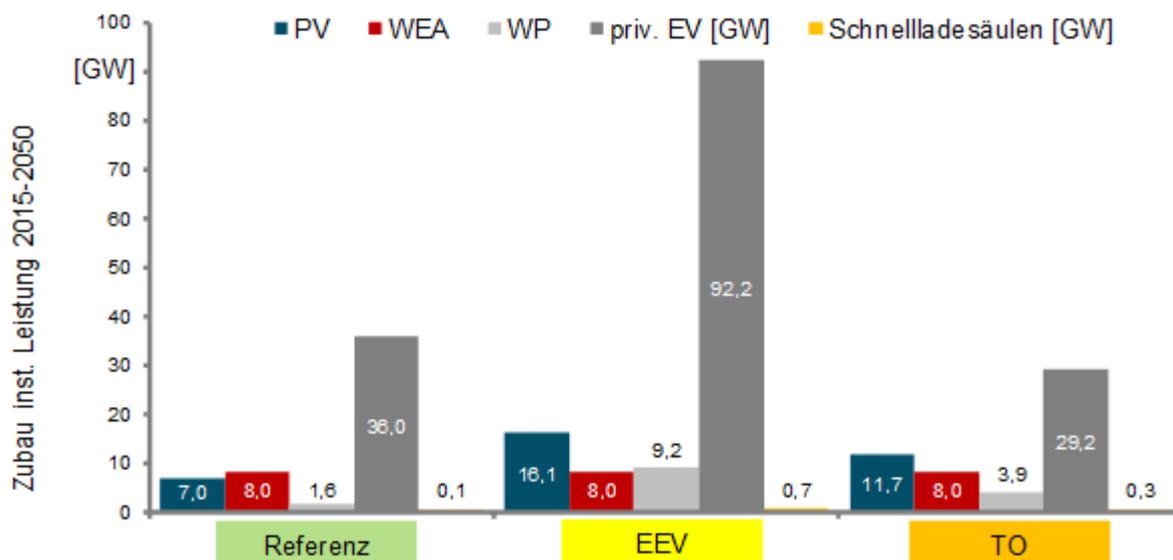
ABBILDUNG 60: INVESTITIONSBEDARF IN DER MS- UND NS-EBENE BIS 2050 JE STRUKTURKLASSE FÜR NRW

Quellen: Eigene Darstellung

### Implikationen für NRW (3/3)

Grundsätzlich kann unabhängig vom betrachteten Szenario und der einbezogenen Spannungsebene festgestellt werden, dass der Anteil der Investitionen in NRW für das Verteilnetz unterhalb des zu versorgenden Bevölkerungsanteils von ca. 22 % liegt (vgl. destatis (2017)).

Der in den einzelnen Szenarien erwartete Zubau insbesondere von neuen Lasten (Abbildung 61) betrifft vorwiegend lastgeprägte und damit städtische und halbstädtische Regionen. Diese sind im Gegensatz zu ländlichen Regionen bisher geringer durch den Ausbau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen betroffen. Somit werden besonders im städtisch und halbstädtisch geprägten NRW weitere Netzbetreiber von zukünftigen Investitionen durch die zunehmende Sektorenkopplung betroffen sein.



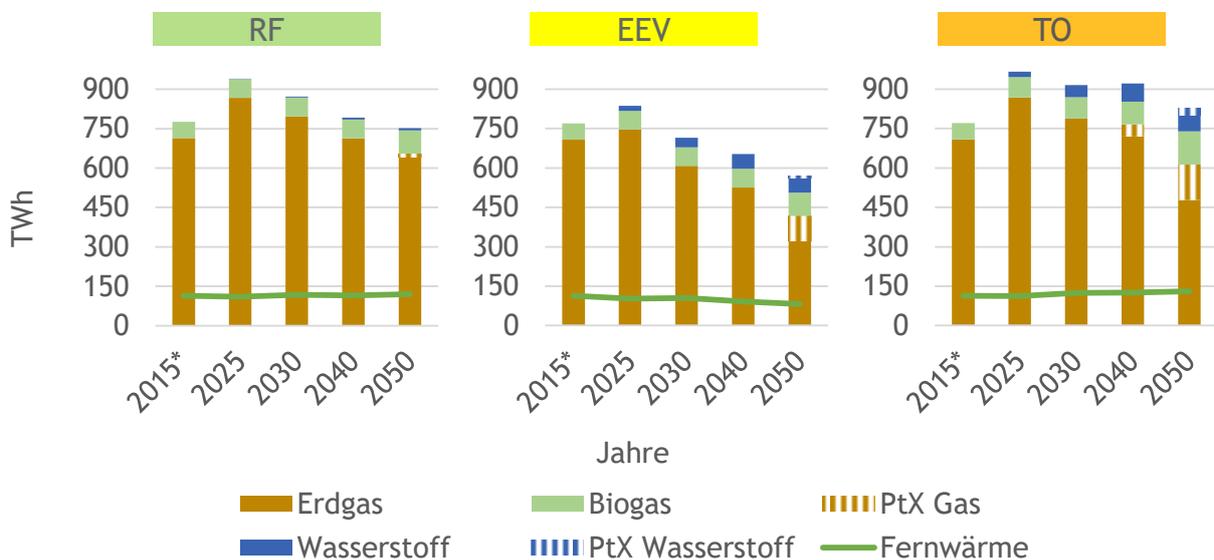
**ABBILDUNG 61: ERWARTETER ZUBAU INSTALLIERTER LEISTUNGEN DEZENTRALER ENERGIEERZEUGUNGSANLAGEN BZW. ZUSÄTZLICHEN LASTEN FÜR NRW**

Quellen: Eigene Darstellung

## 4.2 Gas- und Wärmenetze

### 4.2.1 Entwicklung des Gas- und Fernwärmebedarfs

Abbildung 62 illustriert den Bedarf nach konventionellem, synthetischem und biogenem Gas und Wasserstoff für die energetische Nutzung in den Basisszenarien. Weiterhin ist die Nachfrage nach Fernwärme abgebildet.<sup>78</sup>



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 62: ENTWICKLUNG DES GAS- UND FERNWÄRMEBEDARFS IN DEN BASISZENARIOEN

Quellen: Eigene Berechnungen, historische Daten basierend auf AGEB e.V. (2017)

Im *RF* steigt die Nachfrage nach Gas bis 2025 zunächst auf bis zu 940 TWh an. Bis 2050 fällt der Wert sukzessive auf ca. 750 TWh und liegt damit knapp unter seinem Ausgangsniveau in 2015. Die Fernwärmenachfrage steigt im Zeitablauf auf ca. 120 TWh (plus 6 %). Die Einhaltung der nationalen Klimaziele in den betrachteten Stützjahren bis 2050 ist nicht verpflichtend. Auf den Einsatz emissionsarmer synthetischer Brennstoffe wird daher weitgehend verzichtet.

<sup>78</sup> Kältenetze wurden im Rahmen der Studie nicht explizit betrachtet. Gemäß AGFW e.V. (2016) betrug die angeschlossene Kälteleistung in 2016 insgesamt 255 MW (Fernkältenetze) beziehungsweise 81 MW (Kälteanlagen in Wasser- und Dampfnetzen). Aufgrund der unzureichenden Datenlage (z. B. Entwicklung der Anschlussleistung, EE-Anteil oder Treibhausgasvermeidungsoptionen) wird auf konkrete Aussagen zur Entwicklung von Kältenetzen verzichtet.

In Szenario *EEV* zeigt sich der Effekt der ansteigenden Elektrifizierung des Endverbrauches deutlich im Gas- und Fernwärmebedarf. Der Bedarf nach konventionellem Erdgas sinkt bis 2050 auf 322 TWh (minus 386 TWh). Der Rückgang wird nur teilweise durch Anstiege bei Biogas (plus 17 TWh), PtX Gas (plus 96 TWh) und Wasserstoff (plus 64 TWh) kompensiert. Insgesamt ist daher ein starker Rückgang des Gasbedarfs zu beobachten. Die zunehmende Verbreitung elektrischer Wärmepumpen (Gebäude) und Power-to-Heat Anlagen (Industrie) bedingt zudem einen Rückgang der Fernwärmenachfrage von 114 TWh in 2015 auf 81 TWh in 2050.

Im technologieoffenen Szenario steigt der Gas- und Fernwärmebedarf. Bis 2030 werden ausschließlich konventionelle Energieträger eingesetzt und der Endenergiebedarf steigt auf bis zu 967 TWh an. Von 2030 bis 2050 ist aufgrund der steigenden Effizienz von gasbasierten Technologien ein Rückgang auf 827 TWh zu beobachten. Dieser Wert liegt 47 TWh über dem Ausgangswert in 2015. Die Erreichung der Klimaziele bedingt eine Substitution von konventionellen Brennstoffen durch biogene oder synthetische Brennstoffe. Diese haben in 2050 einen Marktanteil von 290 TWh (35 %). Auch Fernwärmeanschlüsse gewinnen Marktanteile, indem neue Nutzer an bestehende Netze angeschlossen werden. Die Nachfrage steigt im Zeitablauf auf ca. 130 TWh (plus 15 %).

In Szenario *TO* wird ein kostenminimaler Entwicklungspfad aufgezeigt. In der Folge fokussiert sich die Betrachtung der Verbrauchssektoren daher auf das Basisszenario *TO*.

#### 4.2.2 Übersicht über die Verbrauchssektoren - Szenario Technologieoffen

Die Ergebnisse in Szenario *TO* zeigen im Gebäudesektor, dass Gasheizungen sowie Fern- und Nahwärme günstige CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen darstellen. Während bis 2030 der Endenergiebedarf durch Sanierungen und den Austausch ineffizienter Technologien um ca. 16 % sinkt, ergibt sich für die Energieträger Gas und Fernwärme ein absoluter Anstieg. Zwischen 2030 und 2050 ist der Gasverbrauch insgesamt rückläufig, dennoch stellt Gas weiterhin 40 % des Endenergiebedarfs in 2050 zur Verfügung. Der Rückgang ist auf die Verbreitung von elektrischen Wärmepumpen sowie rückläufigem Nutzwärmebedarf zurückzuführen.

Im Verkehrssektor, speziell im Straßenverkehr, ist in Szenario *TO* ebenfalls eine hohe Marktdurchdringung von gasbasierten Antriebstechnologien bis 2050 zu beobachten. Dies betrifft alle Fahrzeugkategorien, zudem kommt auch Wasserstoff eine zunehmende Bedeutung zu. Die bestehende Gasinfrastruktur kann an dieser Stelle genutzt werden. Aktuell liegt die zulässige Wasserstofftoleranz bei maximal 10 Volumen-%.<sup>79</sup>

Im Industriesektor bleibt der Gasbedarf bis 2030 relativ konstant bei ca. 220 TWh. Zudem steigt die Fernwärmeversorgung bis 2050 konstant an. Ab 2030 wird Gas zunehmend durch Wasserstoff substituiert. Die aggregierte Nachfrage von Gas und Wasserstoff bleibt konstant.

---

<sup>79</sup> Vgl. DVGW (2017)

Im Energiesektor steigt der Gasbedarf für die Stromerzeugung bis 2025 zunächst von 60 TWh auf 109 TWh an. Gaskraftwerke und erneuerbare Energien substituieren in dieser Zeit Kohle und Kernenergie. Bis 2050 sinkt der Gasbedarf wieder auf sein Ausgangsniveau von 60 TWh in 2015. Die installierte Leistung der Gaskraftwerke ist zwar weiter ansteigend, allerdings sinkt die Zahl der Volllaststunden, da diese in der Regel als Backup-Kapazität genutzt werden. Der Strombedarf wird größtenteils durch erneuerbare Energien sowie durch steigende Nettoimporte gedeckt.

### 4.2.3 Nutzung bestehender Gas- und Wärmenetze

In Szenario *TO* wird mit einer Treibhausgasminderung von 80 % gegenüber 1990 das Klimaziel mit Hilfe hoher Marktanteile von nicht-strombasierten Technologien erreicht. Gasbetriebene Technologien spielen in allen Sektoren eine große Rolle. Fern- und Nahwärme wird in Industrie und Gebäuden vermehrt genutzt. Eine Grundvoraussetzung dieses kosteneffizienten Pfades sind signifikante Kostensenkungen zur Herstellung von synthetisch und klimaneutral hergestellten Brennstoffen. Die Herstellung kann sowohl in Deutschland direkt erfolgen, als auch über Importe aus dem europäischen und nicht-europäischen Ausland.

Ein großer Vorteil der Verwendung synthetischer Brennstoffe liegt in der Nutzung etablierter Technologien in den Endverbrauchssektoren und vorhandener Infrastruktur des Energiesektors. Es kann davon ausgegangen werden, dass der beobachtbare Anstieg der Gasnachfrage in Deutschland auf etwa 967 TWh in 2025 durch die bestehende Infrastruktur bedient werden kann.<sup>80</sup> Da aufgrund erhöhter Anlageneffizienz der durchschnittliche Energiebedarf von Heiz- und Antriebstechnologien sinkt, kann durch bestehende Gas- und Wärmeinfrastrukturen zudem eine größere Anzahl von Endverbrauchern versorgt werden.

Eine rückgängige Auslastung von Infrastrukturen, welche für Gasnetze in Szenario *EEV* beobachtet werden kann, kann dagegen zu Refinanzierungsproblemen der Infrastruktur führen. Soweit keine Umverteilung stattfindet, müssten die fixen Infrastrukturkosten in diesem Fall durch eine geringere Anzahl von Endverbrauchern getragen werden, was insbesondere Haushalte und Industrie verstärkt belasten kann (siehe Kapitel 6). Durch eine Erhöhung der Netzentgelte steigen gegebenenfalls weitere Verbraucher auf alternative Technologien um, so sinkt die Netzauslastung weiter. Eine rückläufige Nachfrage kann somit auf Infrastruktureseite eine Kostenspirale verursachen und langfristig könnte sogar ein Rückbau der Gas- und Wärmeinfrastruktur folgen.<sup>81</sup>

Zusätzlich zu den genannten Aspekten hat die Nutzung der Gas- und Wärmenetze Implikationen für die Versorgungssicherheit. Parallele Energieinfrastrukturen (Strom-, Gas- und Wärmenetze) schaffen einen Mehrwert durch Resilienz beziehungsweise Redundanz. Ausfälle von bestimmten Infrastrukturelementen können leichter kompensiert werden. Der Fokus auf strombasierte Technologien schafft dagegen eine steigende Abhängigkeit von funktionsfähigen Stromnetzen. Beispielsweise hängt die Wärmeversorgung von Wohngebäuden überwiegend am Stromnetz. Durch

<sup>80</sup> Zum Vergleich lag die Gasnachfrage in Deutschland in 2010 bei etwa 1.000 TWh, vgl. IEA (2015).

<sup>81</sup> Vgl. ewi Energy Research & Scenarios (2017)

die parallele Nutzung von Energieinfrastrukturen (Strom, Gas- und Wärmenetze) kann zudem besser auf langfristige Entwicklungen bei strom- und gasbasierten Technologien reagiert werden.<sup>82</sup>

Eine Darstellung der Implikationen für NRW findet sich in Abschnitt 3.2.1.

---

<sup>82</sup> Vgl. ewi Energy Research & Scenarios (2017)

## 5 SYSTEMKOSTEN

### 5.1 Gesamtsystemkosten

Ziel der Studie ist es einen kosteneffizienten Pfad zur Erreichung der Klimaziele zu ermitteln. Daher erfolgt nachfolgend eine nähere Betrachtung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten bei Umsetzung der Zielszenarien *EEV* und *TO*. Im Rahmen dieser Studie werden Kapitalkosten für Produktionsanlagen in der Industrie sowie für die Sanierung von Nichtwohngebäuden aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht berücksichtigt. Betrachtet werden jedoch Kapitalkosten für industrielle Stromerzeugungs- sowie flexible Power-to-Heat-Anlagen, die in einzelnen Prozessen zusätzlich als alternative Prozesswärmebereitstellungstechnologie je nach Strompreis optional eingesetzt werden können.

Kapitalkosten von Heizungsanlagen im Gebäudesektor beziehen sich in dieser Studie auf die materiellen Kosten von Heizkessel und Tank einer Anlage sowie deren Anschluss an das Versorgungsnetz.<sup>83</sup> Kosten der Sanierung berücksichtigen ausschließlich Dämmmaßnahmen. Weitere Investitionen in Heizungssystemkomponenten (beispielsweise Heizkörper oder Lüftungsanlage) und Maßnahmen der gesamten Gebäudehülle (Fenster, Keller, Dach, Fassade) werden in den kostenoptimierenden Modellrechnungen nicht berücksichtigt. Zum einen sind diese Maßnahmen nicht nutzenneutral, das bedeutet, sie verursachen nicht nur Kosten sondern verbessern beispielsweise das Raumklima. Zum anderen erschwert die große Heterogenität des Gebäudesektors die Identifikation individueller ergänzender Verbundmaßnahmen. Eine pauschalisierte, das heißt aggregierte Betrachtung würde gerade bei der großen Zahl an möglichen Heizungssystemkomponenten sowie Maßnahmen an der Gebäudehülle eine zu starke Vereinfachung darstellen. Aus dem Vergleich beispielsweise mit dena (2017a) lässt sich schließen, dass diese Komplexitätsreduktion zwar die Höhe der Kostendeltas unterschiedlicher Szenarien stark beeinflusst, nicht aber die generelle Rangfolge der unterschiedlichen Szenarien.<sup>84</sup>

Hieraus ergeben sich folgende Implikationen für die nachfolgende Kostenbetrachtung:

- Diese Studie macht keine Aussage zu den absoluten Gesamtkosten der Erreichung des 80 %-Klimaziels. Die nachfolgend aufgeführten Kosten stellen immer nur Mehrkosten im Vergleich zum *RF* dar. Das *RF* ist so konzipiert, dass es bisherige klimapolitische Anstrengungen fortschreibt. Dabei wird bis 2050 eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von etwa 65 % gegenüber 1990 erreicht und damit das nationale Ziel (mindestens 80 %) verfehlt. Die nachfolgend aufgeführten Kosten sind somit immer als zusätzliche Kosten bei Steigerung des Ambitionsniveaus zu interpretieren.

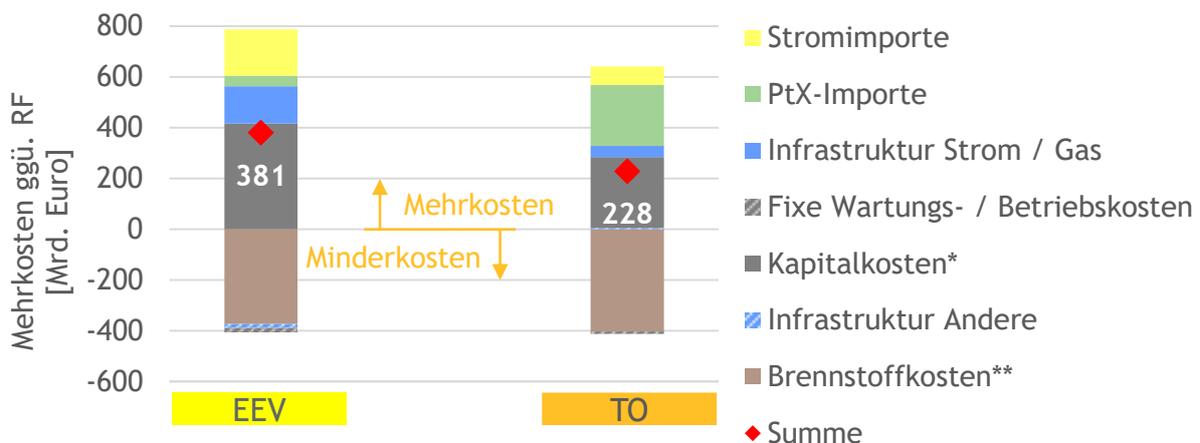
---

<sup>83</sup> Für Wärmepumpen beinhaltet dies benötigte Bohrungen und Erdkollektoren zur Bereitstellung der Wärmequelle je nach Technologie.

<sup>84</sup> In dena (2017a) modellieren ITG und FIW den Gebäudesektor über einen Bottom-up-Ansatz in hohem Detailgrad des Anlagensystems sowie der Gebäudehülle. Die deutlich größere Detailtiefe ist in dieser Studie möglich, da die Transformationspfade nicht kostenoptimiert errechnet, sondern hinsichtlich sektoraler Zielvorgaben hochgerechnet werden. Dies erfordert nur einen Bruchteil des Rechenaufwands im Vergleich zu einer Gesamtsystemoptimierung.

- Da in den Zielszenarien innerhalb der Industrie stärker als in *RF* auf investitionskostenintensive Wärmerzeugung basierend auf Strom oder Wasserstoff zurückgegriffen wird (siehe Abschnitt 3.2.3), sind die nachfolgend aufgeführten Differenzkosten lediglich eine untere Grenze für die zusätzlichen Kosten zur Erreichung der Klimaziele.
- Aufgrund verschiedener Bilanzgrenzen können die Kapitalkosten des Gebäudesektors unterschiedlich zu vergleichbaren Studien sein. Studien mit deterministischem Ansatz zur zukünftigen Entwicklung des Gebäude- und Anlagenbestandes weisen häufig höhere Kosten auf, da sie die Umstellung gesamter Heizungssysteme und einzelner Sanierungsmaßnahmen über die Dämmung hinaus berücksichtigen (vgl. dena, 2017a). Dagegen findet bei diesem Ansatz keine kostenseitige Optimierung von gebäudeseitigen Maßnahmen mit dem Gesamtenergiesystem statt. Die Integration beider Konzepte bedarf weiterer Forschung.

Die Kosten werden mit einem Zinssatz in Höhe von 2,75 % (inflationsbereinigt) diskontiert. Dieser trägt Opportunitätskosten von Alternativinvestitionen, unterschiedlichen Zeitpräferenzen und Unsicherheiten Rechnung. Durch die Diskontierung werden somit Kosten, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, vergleichbar gemacht. Die diskontierten Mehrkosten der Zielszenarien sind in Abbildung 63 nach Kostenarten aufgeführt.



\* Für Kraftwerke (inkl. EE), PtX-Anlagen, Gebäudedämmung, Heizungen und Verkehrsmittel

\*\* Konventionelle und biogene Brennstoffe

**ABBILDUNG 63: DISKONTIERTE MEHRKOSTEN DER ZIELSZENARIEN NACH KOSTENART**

Quellen : Eigene Berechnungen

Insgesamt entstehen in Szenario *EEV* (diskontierte) Mehrkosten von 381 Mrd. € gegenüber *RF*. Demgegenüber stehen diskontierte Mehrkosten in Höhe von 228 Mrd. € in Szenario *TO*. Somit werden dort gut 153 Mrd. € gegenüber *EEV* eingespart.

Mehrkosten in beiden Szenarien entstehen hauptsächlich bei den Kapitalkosten, Infrastrukturkosten für Strom- und Gasnetze sowie durch Importe von synthetischen Brennstoffen beziehungsweise

Strom. Dabei variiert die Höhe deutlich nach Szenario. Durch die investitionskostenintensive Elektrifizierung in *EEV* fallen hier mit 416 Mrd. € (gegenüber 279 Mrd. € in *TO*) vergleichsweise hohe zusätzliche Kapitalkosten an. Außerdem werden mit insgesamt 147 Mrd. € deutlich höhere Zusatzinvestitionen in Netzinfrastruktur für Strom und Gas notwendig (45 Mrd. € in *TO*). Durch die hohen Stromnettoimporte ergeben sich Mehrkosten in *EEV* von etwa 183 Mrd. €, in *TO* fallen hier lediglich 72 Mrd. € zusätzlich an. Während moderate Importe von synthetischen Brennstoffen in *EEV* eher geringe PtX Importkosten von 41 Mrd. € verursachen, sind diese in *TO* nach den Kapitalkosten der zweitgrößte Block an Mehrkosten (240 Mrd. €).

Fixe Wartungs- und Betriebskosten sowie andere Infrastrukturkosten (unter anderem verkehrsnaher Infrastruktur sowie Ölversorgung) fallen vergleichsweise gering aus. In den beiden Zielszenarien werden gleichzeitig jeweils knapp 400 Mrd. € an Bezugskosten für konventionelle und biogene Energieträger eingespart. Dies liegt einerseits an der Substitution durch Strom beziehungsweise synthetische Brennstoffe und andererseits an einem geringeren Primärenergieverbrauch. Dieser ist in den Zielszenarien stark rückläufig. Im Energiesektor erfolgt eine rasche Senkung konventioneller Stromerzeugung, die durch einen forcierten EE-Ausbau sowie Stromimporte kompensiert wird. Gleichzeitig steigt die Endenergieeffizienz in den Endverbrauchssektoren, beispielsweise durch deutlich höhere Sanierungsraten im Gebäudebereich.

Die Mehrkosten ergeben eine konstante jährliche Mehrbelastung zwischen 2015 und 2050 in Höhe von 17,1 (*EEV*) beziehungsweise 10,2 Mrd. € (*TO*). Da die Kapitalkosten für industrielle Anlagen sowie die Sanierung von Nichtwohngebäuden nicht inkludiert sind, entsprechen die Angaben einer vorsichtigen Abschätzung (insbesondere für *EEV*). Bei einer Gleichverteilung über alle deutschen Haushalte resultieren die Mehrkosten in einer jährlichen Belastung von 419 € (*EEV*) beziehungsweise 262 € (*TO*) je Haushalt.<sup>85</sup> Nicht beachtet werden bei dieser Überschlagsrechnung Verteilungseffekte. In der Realität würden sich stärkere Kostenunterschiede je nach Verbraucher ergeben.

## 5.2 Kostenbelastung nach Sektoren

### 5.2.1 Übersicht

Abbildung 64 zeigt, wie sich die diskontierten Mehrkosten auf die einzelnen Sektoren verteilen. Die Kosten des Energiesektors werden dabei durch den Strompreis auf die drei Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr umgelegt. Durch die steigende Stromnachfrage in den Zielszenarien steigen die Strompreise (siehe Abschnitt 3.2.1). Durch den höheren Strompreis können beispielsweise Bestandskraftwerke oder Windenergieanlagen - insbesondere diejenigen an windstarken Standorten - Gewinne erzielen. Die Gewinne der Erzeugungsanlagen werden über den Strompreis auf die Endverbrauchssektoren umgelegt. Somit sind die Kosten in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr höher als die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten.

---

<sup>85</sup> Basierend auf 40,77 Mio. Haushalten, vgl. statista (2017).

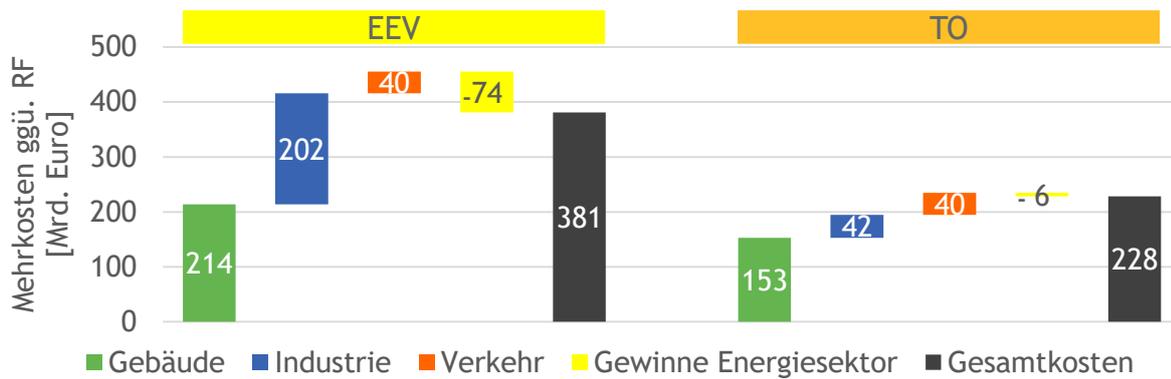


ABBILDUNG 64: ZUSAMMENSETZUNG DER DISKONTIERTEN MEHRKOSTEN NACH SEKTOREN

Quellen: Eigene Berechnungen

Ein wesentlicher Kostenbestandteil entfällt in beiden Zielszenarien auf den Gebäudesektor mit 214 Mrd. € in *EEV* beziehungsweise 153 Mrd. € in *TO*. Im Industriesektor werden in Szenario *EEV* starke Anstrengungen unternommen, daraus resultieren Mehrkosten in Höhe von 202 Mrd. €. In Szenario *TO* liegen die Mehrkosten in der Industrie mit 42 Mrd. € deutlich niedriger. Die Mehrkosten im Verkehrssektor sind mit jeweils 40 Mrd. € vergleichsweise gering. Durch die stark steigende Stromnachfrage in Szenario *EEV* werden durch Erzeugungsanlagen signifikante Zusatzgewinne in Höhe von 74 Mrd. € verzeichnet, diese fallen in Szenario *TO* mit etwa 6 Mrd. € niedriger aus.

In den Zielszenarien (*EEV* und *TO*) wird nur das nationale Einsparungsziel vorgegeben, sodass Emissionsreduktionen in den einzelnen Sektoren zwischen den Zielszenarien variieren können. Die sektoralen Mehrkosten müssen entsprechend mit den sektoralen Mehr- oder Minderemissionen in Bezug gesetzt werden. Die Differenz der Emissionen in *TO* und *EEV* ist in Abbildung 65 nach Sektoren dargestellt.

Durch die starke Elektrifizierung des Gebäude- und Industriesektors in Szenario *EEV* können dort im Vergleich zu *TO* höhere Emissionseinsparungen erreicht werden. Zur Deckung der erhöhten Stromnachfrage in *EEV* erfolgen jedoch höhere Emissionen im Energiesektor. Neben Emissionseinsparungen wird in Szenario *TO* - vor allem kurzfristig durch die Substitution von Ölderivaten durch Gas im Verkehrssektor - der Treibhausgas-Ausstoß im Verkehrssektor gemindert. Die vergleichsweise hohen Mehrkosten in Industrie und Gebäude in *EEV* sind somit zum Teil auf ein höheres Ambitionsniveau zurückzuführen. Im Verkehrssektor werden mit den gleichen Mehrkosten in Szenario *TO* höhere CO<sub>2</sub>-Reduktionen erreicht.

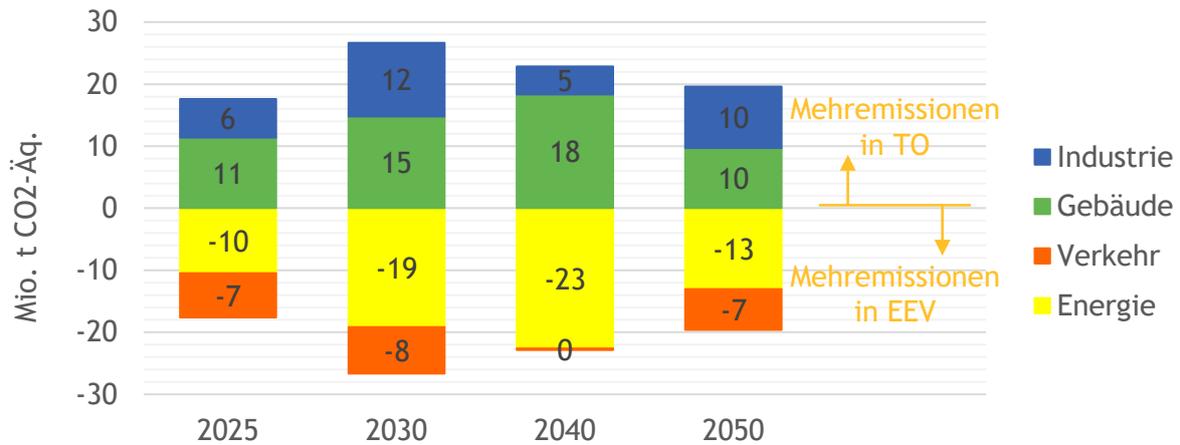


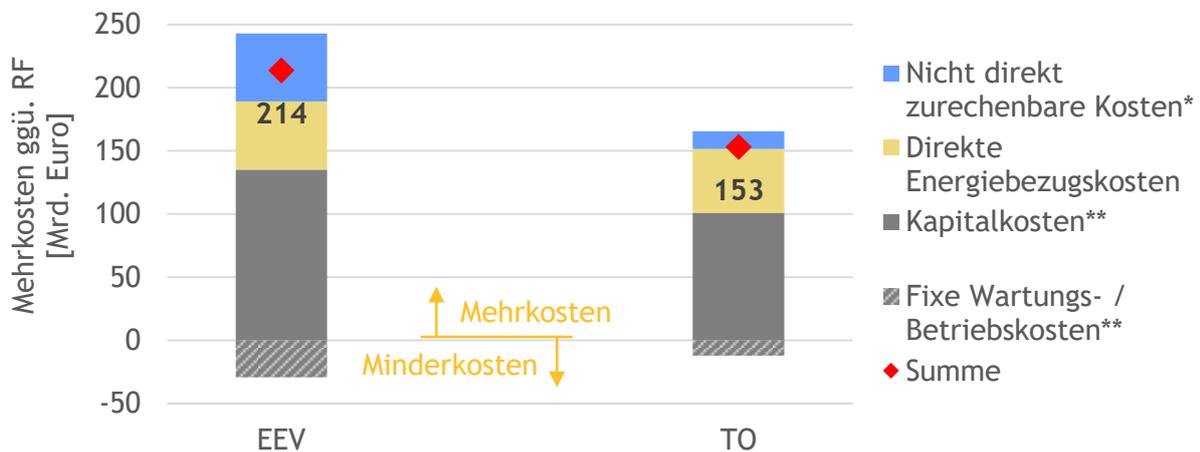
ABBILDUNG 65: VERGLEICH DER EMISSIONSEINSPARUNGEN ZWISCHEN EEV UND TO

Quellen: Eigene Berechnungen

Nachfolgend werden die Mehrkosten der Endverbrauchssektoren nach Kostenart aufgeschlüsselt.

### 5.2.2 Gebäudesektor

Abbildung 66 illustriert die Mehrkosten in den Zielszenarien im Gebäudesektor nach Kostenart.



\* beinhaltet umzuverteilende Kosten aus Energiesektor: EEG-Umlage, Netzentgelte etc.  
 \*\* für Gebäudehülle und -technik

ABBILDUNG 66: MEHRKOSTEN IM GEBÄUDESEKTOR NACH KOSTENART

Quellen: Eigene Berechnungen

Durch eine erheblich höhere Sanierung von Wohngebäuden in den Zielszenarien *EEV* und *TO* im Vergleich zum *RF* ergeben sich deutlich höhere Kapitalkosten. In Szenario *EEV* sind diese durch den starken Ausbau von kapitalintensiven Wärmepumpen dabei noch deutlich höher als in *TO* (plus

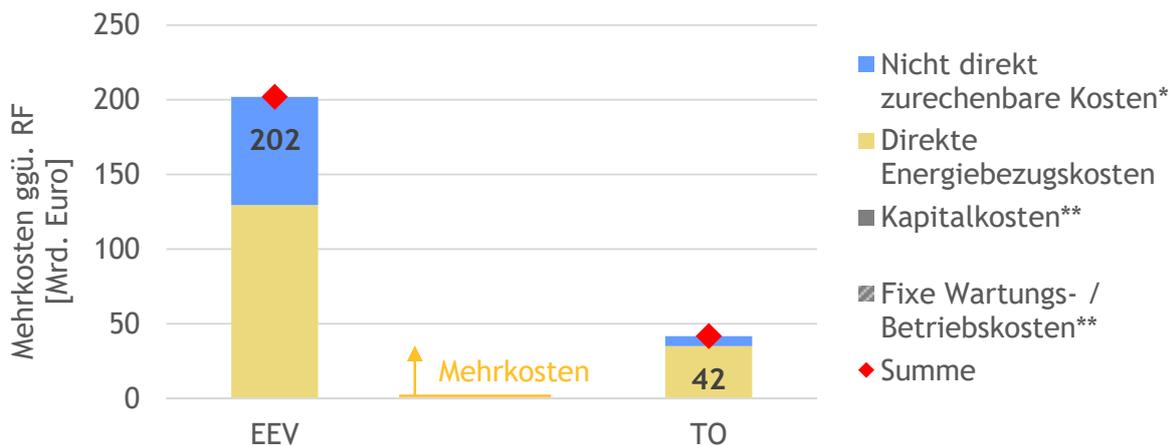
34 Mrd. €). Im Bereich der Energiebezugskosten fallen Mehrkosten von 54 Mrd. € (*EEV*) beziehungsweise 51 Mrd. € (*TO*) an. Während im *RF* stark auf günstige konventionelle Energieträger gesetzt wird, fallen in Szenario *EEV* aufgrund steigender Stromnachfrage vergleichsweise hohe Kosten für die Strombereitstellung an. In Szenario *TO* ist der starke Import von vergleichsweise teuren synthetischen Brennstoffen der wesentliche Kostentreiber. Der starke EE-Ausbau und deutlich höhere Netzausbaukosten resultieren in *EEV* ebenfalls in einer Mehrbelastung von 54 Mrd. € (Nicht direkt zurechenbare Kosten<sup>86</sup>). Verfolgt man einen technologieoffenen Ansatz zur Erreichung der nationalen Klimaziele kann dieser Kostenblock um 40 Mrd. € reduziert werden (14 Mrd. € in *TO*). Die höheren Marktanteile von Wärmepumpen führen außerdem zu geringeren Wartungs- und Betriebskosten, da Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen einen geringeren Wartungsaufwand haben.<sup>87</sup> Dadurch können in *EEV* 29 Mrd. €, in *TO* immerhin noch 12 Mrd. € eingespart werden.

### 5.2.3 Industriesektor

Im Industriesektor basieren die Mehrkosten auf höheren Energiebezugskosten sowie höheren Umlagen (siehe Abbildung 67). Kapital- sowie Wartungs- und Betriebskosten werden in der Industrie weitgehend nicht betrachtet, berücksichtigt werden lediglich Kosten für flexible Power-to-Heat-Anlagen. Diese können bei niedrigen Strompreisen als kostengünstige Alternative die Versorgung des Prozesswärmebedarfs übernehmen. Da durch die allgemein stärkere Elektrifizierung in den Zielszenarien keine signifikanten Mehrinvestitionen (<0,5 Mrd. €) gegenüber *RF* getätigt werden, ist dieser Kostenbestandteil sehr gering. Bei einer vollständigen Betrachtung der Kapitalkosten im Industriesektor würde die Kostendifferenz zwischen *EEV* und *TO* deutlich höher ausfallen. Leider lässt die unzureichende Datenbasis eine Quantifizierung dieser Mehrkosten nicht zu.

---

<sup>87</sup> Vgl. BDEW e.V. (2016a)



\* beinhaltet umzuverteilende Kosten aus Energiesektor: EEG-Umlage, Netzentgelte etc.

\*\* für flexible Power-to-Heat-Anlagen

**ABBILDUNG 67: MEHRKOSTEN IM INDUSTRIESEKTOR NACH KOSTENART**

Quellen: Eigene Berechnungen

Die Kosten verteilen sich somit in beiden Zielszenarien beinahe ausschließlich auf Energiebezugskosten sowie nicht direkt zurechenbare Kosten, das heißt die Kosten für Netzentgelte und z. B. die EEG-Umlage. Insgesamt werden diese beiden Komponenten in Szenario *EEV* durch die ambitionierte Elektrifizierung von Industrieprozessen getrieben. Die Energiebezugskosten steigen durch den im Vergleich zu Erdgas hohen Strompreis. Die Energiebezugskosten sind in Szenario *EEV* insgesamt um 129 Mrd. € höher als in *RF*. Mit 73 Mrd. € verursachen außerdem nicht direkt zurechenbare Umlagen hohe Mehrkosten (insbesondere durch hohe Netzentgelte).

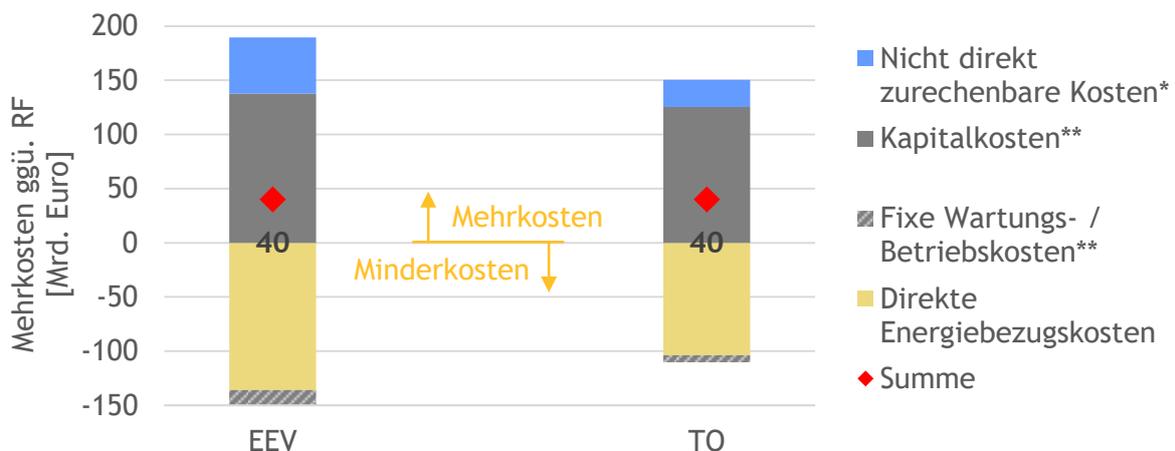
In den Endverbrauchssektoren ist in der Industrie der Kostenunterschied zwischen *TO* und *EEV* mit Abstand am höchsten. Durch geringere Elektrifizierungsambitionen in der Industrie können hier 160 Mrd. € eingespart werden. Die Mehrkosten verteilen sich auf nicht direkt zurechenbare Kosten (7 Mrd. €) und direkte Energiebezugskosten (35 Mrd. €). Die angegebenen Kostenunterschiede zwischen *EEV* und *TO* sind als untere Grenze zu verstehen. Durch eine vollständige Betrachtung der Kapitalkosten würden sich diese Differenzkosten noch weiter vergrößern.

#### 5.2.4 Verkehrssektor

Abschließend erfolgt die Betrachtung der Mehrkosten im Verkehrssektor anhand von Abbildung 68.

In beiden Zielszenarien fallen mit etwa 40 Mrd. € gleich hohe Mehrkosten gegenüber dem *RF* an. Allerdings wird damit in Szenario *TO* eine höhere Emissionsreduktion erreicht (siehe Abschnitt 5.2.1). Der größte Treiber sind höhere Kapitalkosten für die Fahrzeuganschaffung. Dies liegt in *EEV* insbesondere an der starken Verbreitung von E-Mobilität, während in *TO* zusätzlich in gas- und wasserstoffbetriebene Fahrzeuge investiert wird. Einerseits weisen strom-, gas- und wasserstoffbasierte Fahrzeugtechnologien höhere Kapitalkosten als bestehende konventionelle Fahr-

zeuge auf, gleichzeitig sind auch Investitionen in verkehrsnahe Infrastruktur (beispielsweise Umrüstung von Tankstellen beziehungsweise Aufbau einer Ladesäuleninfrastruktur) nötig. Die Kapitalkosten verursachen Mehrkosten in Höhe von 138 Mrd. € in *EEV* beziehungsweise 125 Mrd. € in *TO*. Erhöhte Netzinfrastrukturkosten sowie Umlagen erhöhen die Kosten in *EEV* zusätzlich um 52 Mrd. €, in *TO* um 25 Mrd. €. Die Kostenänderungen für Wartung und Betrieb sind in beiden Szenarien gering. Sie sind absolut in beiden Zielszenarien etwas niedriger als in *RF*, da für elektrische Motoren im Rahmen dieser Studie geringere Wartungskosten angenommen werden.



\* beinhaltet umzuverteilende Kosten aus Energiesektor: EEG-Umlage, Netzentgelte etc.

\*\* für Verkehrsmittel und verkehrsnahe Infrastruktur

**ABBILDUNG 68: MEHRKOSTEN IM VERKEHRSSSEKTOR NACH KOSTENART**

Quellen: Eigene Berechnungen

Während in den anderen Endverbrauchssektoren die Energiebezugskosten steigen, fallen diese im Verkehrsbereich in beiden Szenarien deutlich. In Industrie und Gebäude wird insbesondere Gasverbrauch durch Strom substituiert. Bei einer Elektrifizierung des Verkehrssektors dagegen werden vergleichsweise teure Ölderivate (insbesondere Benzin und Diesel) ersetzt.<sup>88</sup> Daher reduzieren sich die direkten Energiebezugskosten insbesondere in *EEV* deutlich (minus 136 Mrd. €). In *TO* werden Ölderivate neben Strom auch durch höhere Anteile an Gas, synthetischem Wasserstoff und synthetischen Power-to-Fuel-Brennstoffen ersetzt. Da insbesondere synthetische Brennstoffe vergleichsweise teuer sind, ergeben sich in *TO* geringere Kosteneinsparungen von etwa minus 104 Mrd. €. Dies entspricht einer Mehrbelastung in *TO* von 32 Mrd. € gegenüber *EEV* im Bereich der Energiebezugskosten.

<sup>88</sup> Siehe Abschnitt 6.2.2.

## 6 AKTEURSPERSPEKTIVE

### 6.1 Ökonomische Theorie und Status Quo

Der Vergleich der Systemkosten ermöglicht die Identifikation eines gesamtsystemisch zu befürwortenden Szenarios, gibt jedoch keine Auskunft darüber, welche Implikationen dies aus Perspektive der einzelnen Akteure im integrierten Energiesystem hat.

Das Ziel dieses Kapitels ist es, das entscheidungsrelevante Preissignal einzelner Energieträger aus Sicht der jeweiligen Akteure zu analysieren. Hierfür erfolgt zunächst eine kurze ökonomische Einführung marktwirtschaftlich effizienter kurzfristiger und langfristiger Preisbildung von Energieträgern. Darauf aufbauend wird für die Endverbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie jeweils eine Analyse der Endverbraucherpreise in Abschnitt 6.2 durchgeführt.

Preise haben im Energiemarkt eine Koordinierungsfunktion. Sie sorgen für einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage und führen zu einem gesamtwirtschaftlich effizienten Marktergebnis, wenn sie die durch sie verursachten volkswirtschaftlichen Kosten reflektieren. Für eine effiziente Nutzung von Strom, z. B. im Wärmemarkt, müssten die Stromverbraucher ihr Verbrauchsverhalten zu einem gegebenen Zeitpunkt ausschließlich vom aktuellen Gleichgewichtspreis des Strombezugs abhängig machen. Für einen effizienten Zubau an Technologien in den Endverbrauchssektoren (z. B. Power-to-Heat in der Industrie), aber auch dem Stromsektor selbst, sind aus ökonomischer Sicht jedoch die Vollkosten des Strombezugs maßgeblich, das heißt die Vollkosten des Netzes ebenso wie die Vollkosten der (EE-)Stromerzeugung. Verzerrungsfreie kurz- und langfristige Preissignale sind demnach Grundvoraussetzung für eine effiziente Sektorenkopplung, die dem übergeordneten Ziel einer kosteneffizienten Emissionsvermeidung und Transformation des integrierten Energiesystems dienen soll.

Die volkswirtschaftlichen Kosten werden derzeit jedoch nicht angemessen in den Preisen der verschiedenen Energieträger abgebildet. Ein Ungleichgewicht besteht insbesondere bei den Strompreisen. Die kurz- und langfristigen Systemkosten spiegeln sich hierbei nicht adäquat in den arbeits- und leistungspreisbasierten Strompreiskomponenten wider.

Betrachtet man die aktuellen kWh-basierten Komponenten des Strompreises von nicht-privilegierten Endverbrauchern, reflektieren einige eher die Fixkosten als die kurzfristigen, marginalen Kosten des Stromsystems. Die kurzfristige Knappheit der Stromerzeugung spiegelt sich im Stromtarif grundsätzlich in den Kostenkomponenten für Stromerzeugung (z. B. durch den Börsenstrompreis) und Vertrieb wider. Für Haushaltskunden, welche (größtenteils) zeitunabhängige Tarife zahlen, werden diese kurzfristigen Preissignale nivelliert. Durch die Marktreife neuer Technologien (beispielsweise Smart Meter) kann sich dies jedoch in Zukunft ändern und Haushaltskunden auf kurzfristige Preisschwankungen reagieren.

Der aktuell im Strompreis enthaltene arbeitspreisbasierte Teil der Netzentgelte reflektiert einen Großteil der Fixkosten des Stromnetzes.<sup>89</sup> Für die kurzfristige Entscheidung über die Nutzung des Netzes sollten jedoch im volkswirtschaftlich effizienten Sinne nur die kurzfristig entstehenden Kosten relevant sein. Diese sind nahe null soweit zum betrachteten Zeitpunkt keine Netzknappeheit besteht. Ebenso werden arbeitspreisabhängige Umlagen (beispielsweise EEG- oder KWK-Umlage) auf den Strompreis verwendet, um den Bau (EE-Anlagen, KWK) oder Weiterbetrieb (KWK) von Energieerzeugungsanlagen zu subventionieren. Sie besitzen damit ebenso einen langfristigen Kostencharakter und verzerren das kurzfristige Preissignal des Strompreises.

Da Netzentgelte und Umlagen die kurzfristige Knappheit des Stromsystems nicht angemessen reflektieren und damit den kWh-Preis zumeist nach oben verzerren, werden strombasierte Anlagen ineffizient genutzt. Beispielhaft kann ein Industrieunternehmen, dessen Wärmebedarf durch einen Gasbrenner kombiniert mit einer Power-to-Heat-Anlage gedeckt werden kann, betrachtet werden. Durch die hohen Umlagen auf den Stromarbeitspreis kann es für das Industrieunternehmen gegebenenfalls selbst bei niedrigen Börsenstrompreisen teurer sein, die Power-to-Heat-Anlage anstatt des Gasbrenners zu nutzen. Folglich wird - in dieser Situation ineffizienter Weise - Gas statt Strom genutzt.

Das kurzfristige Preissignal, das heißt der Arbeitspreis für Strom, ist somit aktuell mit verschiedenen Vollkostenelementen belastet. Dies trifft für die anderen Energieträger nicht im gleichen Maße zu, so dass eine Reduzierung der Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern für die kurzfristige Einsatzentscheidung (aber daher auch mitteilbar für die Investitionen in strombasierte Anlagen) die Folge ist.

Zusätzlich gilt für Strom, dass die Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in den Börsenstrompreisen bereits enthalten sind. Das kurzfristige kWh-basierte Preissignal ist ökonomisch angemessen, da mit jeder zusätzlich verbrauchten Einheit Strom auch die entsprechend Einheit CO<sub>2</sub> verbraucht wird. Für andere Energieträger wie Gas oder Öl wäre etwa eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung entsprechend des CO<sub>2</sub>-Gehalts ein übereinstimmendes Preissignal, da mit jeder verbrannten Einheit eine entsprechende Menge CO<sub>2</sub> freigesetzt wird. Durch höhere/niedrigere CO<sub>2</sub>-Preise von Gas oder Öl und entsprechend höhere/niedrigere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise im Strommarkt können ambitioniertere beziehungsweise weniger ambitionierte CO<sub>2</sub>-Minderungsziele erreicht werden. Ein Level Playing Field wäre aus ökonomischer Sicht im Sinne der effizienten Emissionsvermeidung gegeben, wenn Stromerzeugung sowie Öl- und Gasverbrauch mit dem gleichen CO<sub>2</sub>-Preis behaftet würden. Die in dieser Studie durchgeführten Berechnungen setzen einen solchen impliziten CO<sub>2</sub>-Preis durch die festgelegte Einhaltung eines nationalen Minderungsziels voraus.

Ein effizienter Einsatz der Energieträger ist dann gegeben, wenn sich die kurzfristige Knappheit der nächsten Kilowattstunde in den Endverbraucherenergiepreisen (z. B. für Gas oder Strom) an-

---

<sup>89</sup> Vgl. Hinz, Iglhaut, Frevel, & Möst (2014) und Bundesnetzagentur (2015)

gemessen widerspiegeln. Zur effizienten Erreichung der Klimaziele sollten die Endverbraucherpreise für unterschiedliche Energieträger entsprechend auch einem einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preis unterliegen.

## 6.2 Preisentwicklung nach Abnehmerfall

### 6.2.1 Abnehmerfall 1 - Raumwärme- & Warmwasserbedarf eines Einfamilienhauses

In diesem Abschnitt werden der Status Quo und die Entwicklung der Endverbraucherpreise verschiedener Energieträger aus der Perspektive unterschiedlicher Akteure im Untersuchungszeitraum bis 2050 betrachtet. Drei unterschiedliche (fiktive) Abnehmerfälle werden dargestellt: Einfamilienhaus, Privat-PKW und energieintensives Unternehmen. Grundlage der dargestellten Preisentwicklung sind die Modellergebnisse des technologieoffenen Szenarios, welches als das kostengünstigere zielerreichende Szenario identifiziert wurde. Für Abnehmerfall 1 ist ein durchschnittlicher Einfamilienhaushalt mit einem Jahresbedarf für Raumwärme und Warmwasser von 12.500 kWh dargestellt. Bei einer angenommenen Wohnfläche von 150 m<sup>2</sup> entspricht der Raumwärmebedarf in etwa dem derzeitigen typischen baulichen Wärmeschutz für Neubauten.<sup>90</sup> Es wird zusätzlich angenommen, dass der abgebildete Haushalt einen jährlichen Strombedarf für Haushaltsgeräte, Beleuchtung sowie Informations- und Telekommunikationsgeräte (IKT) von 3.500 kWh aufweist. Zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden die Energieträger Strom, Gas und Heizöl verglichen. Heizöl und Gas stellen derzeit etwa 70 % des Endenergieverbrauchs in den Anwendungsbereichen Raumwärme und Warmwasser für Privathaushalte.<sup>91</sup> Strombetriebenen Heizungsanlagen wird vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung besonderes durch elektrische Wärmepumpen eine zunehmende Rolle vorhergesagt.

Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben zeichnen sich die Endverbraucherpreise für Strom, Gas und Heizöl durch eine unterschiedlich starke Belastung von Steuern und Umlagen aus. Abbildung 69 stellt die Preisbestandteile der Energieträger für 2015 als historisches Basisjahr sowie deren Entwicklung anhand der Modellergebnisse bis 2050 grafisch dar.

Der abgebildete Einfamilienhaushalt bezieht Strom zu einem Tarif von 27,3 Cent/kWh in 2015. Die Kosten für Erzeugung und Vertrieb machen davon lediglich 7 Cent/kWh aus, was etwa 26 % des Endverbraucherpreises entspricht.<sup>92</sup> Somit entfallen 74 % des Endverbraucherpreises auf staatlich induzierte Preisbestandteile wie Steuern und Umlagen. Die EEG-Umlage stellt mit 6,2 Cent/kWh den größten Anteil.<sup>93</sup> 5,6 Cent/kWh entfallen auf zu zahlende Netzentgelte. Weitere Umlagen umfassen die KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Abschaltbare-Lasten Umlage

<sup>90</sup> Vgl. BDEW e.V. (2016a)

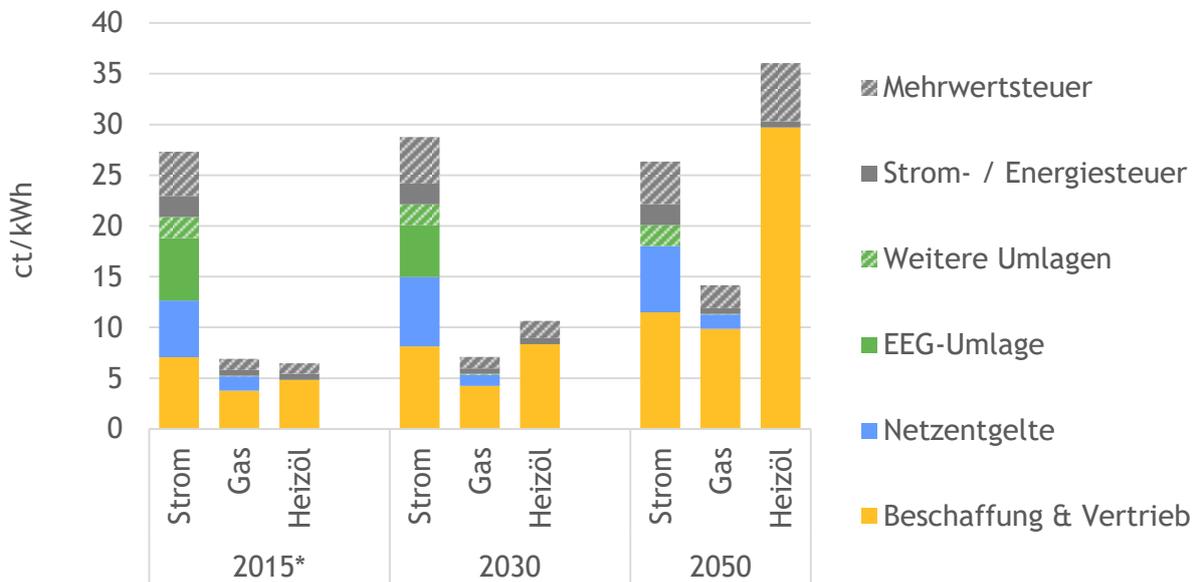
<sup>91</sup> Vgl. AGE B e.V. (2017)

<sup>92</sup> Vgl. BDEW e.V. (2016b)

<sup>93</sup> Vgl. Agora Energiewende (2017b)

sowie Konzessionsabgabe. Die Stromsteuer ist gesondert ausgewiesen und beträgt 2,05 Cent/kWh. Zusätzlich hat der Haushalt als privater Endverbraucher die Mehrwertsteuer zu tragen.

Die Stromrechnung für 3.500 kWh Haushaltsstrom beträgt in 2015 somit 955,70 €. Im zeitlichen Verlauf ist zunächst von 2015 auf 2030 ein Anstieg des Strompreises zu erkennen bevor er bis 2050 wieder auf das Niveau des Basisjahres absinkt. In dem dargestellten Verlauf wird angenommen, dass sowohl Stromsteuer als auch der Preisbestandteil „Weitere Umlagen“ konstant bleibt. Die Mehrwertsteuer wird ebenso mit konstant 19 % des Endverbraucherpreises festgesetzt. Die Entwicklung der Erzeugungs- und Vertriebskosten sowie der EEG-Umlage und Netzentgelte sind Modellergebnisse. Der Kostenbestandteil des Strompreises für Erzeugung und Vertrieb steigen über die Zeit und spiegeln sich entsprechend in den Endverbraucherpreisen für Haushalte wider. Steigende Börsenstrompreise aufgrund steigender CO<sub>2</sub>-Preise und zunehmender Bedarf nach gesicherter Leistung sind die Haupttreiber hierfür. Der Preisaufschlag der EEG-Umlage sinkt dagegen bis 2030 leicht bevor der Haushalt ab 2040 keine EEG-Umlage mehr zahlen muss. Grund hierfür sind steigende Börsenstrompreise, welche die Finanzierungslücke neuer EE-Anlagen und Bestandsanlagen bis 2050 schließen. In den Berechnungen wird von einem gleichbleibenden Finanzierungsregime für erneuerbare Erzeugungstechnologien und Netzinfrastruktur ausgegangen. Die Netzentgelte auf den Haushaltsstrompreis steigen in lediglich geringem Maße bis 2050 an.



\* Historische Werte

**ABBILDUNG 69 ENTWICKLUNG DER ENDVERBRAUCHERPREISE EINES EINFAMILIENHAUSES**

Quellen: Eigene Darstellung

Die Endverbraucherpreise für Gas und Heizöl zeichnen sich durch einen wesentlich geringeren Anteil staatlich induzierter Preisbestandteile aus. In 2015 machen Beschaffung und Vertrieb etwa 55 % des Gaspreises und 75 % des Heizölpreises aus. Über den betrachteten Zeitraum steigen die

Bezugspreise für Gas und Heizöl stark an. Grund hierfür sind sowohl der Anstieg globaler Rohstoffpreise<sup>94</sup> als auch die implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die eingeführten Klimaziele in Deutschland. Der Endverbraucherpreis für Heizöl verzeichnet einen Anstieg von 2015 auf 2050 um mehr als das Fünffache. Der Gaspreis verdoppelt sich dagegen lediglich für den Haushalt bis 2050, was unter anderem an dem geringeren CO<sub>2</sub>-Gehalt von Gas im Gegensatz zu Heizöl liegt. Die Netzentgelte für Gas sinken bis 2030 leicht ab bevor sie in 2050 wieder das Niveau von 2015 erreichen. Dies ist besonders durch die Entwicklung des Gasverbrauchs in Deutschland getrieben. In dem technologieoffenen Szenario steigt der Gasverbrauch zunächst an ohne einen verstärkten Ausbau des Netzes zu verursachen bevor er zwischen 2030 und 2050 absinkt. Hierdurch verteilen sich relative konstante Kosten zur Aufrechterhaltung der Netzinfrastruktur auf mehr Endverbraucher, was zu niedrigeren Netzentgelten führt. Das spätere Absinken der Nachfrage hat einen gegenteiligen Effekt zur Folge.

Die Betrachtung der Energieträgerpreise im Vergleich verdeutlicht die Schieflage in der Preisbildung auf Haushaltsebene. Der Strompreis ist mit einem großen Anteil staatlich induzierter Komponenten belastet, welche keine kurzfristig relevanten Kostenbestandteile darstellen. Somit ist das Preissignal für den Endverbraucher verzerrt und verhindert möglicherweise ein effizientes Marktergebnis. Dies wäre beispielsweise beim Einsatz hybrider Heizungssysteme der Fall, welche wechselweise Strom und Gas (oder Heizöl) zur Wärmebereitstellung einsetzen können. Solche Systeme können gerade in Energiesystemen mit sehr hoher Erneuerbaren-Einspeisung einen wichtigen Beitrag zur netzdienlichen Flexibilität von Endverbrauchern leisten. In der oben dargestellten Entwicklung der Endverbraucherpreise sind Steuern und Umlagen auf Strom in 2030 noch weit aus höher als die Endverbraucherpreise für Gas und Heizöl. Somit würde ein Hybridsystem auch bei zeitvariablem Stromtarif nicht verwendet werden. In 2050 könnte es zu einem kurzfristigen Vorzug von Strom gegenüber Gas kommen, wenn der Anteil von Beschaffung und Vertrieb aufgrund des Börsenstrompreises auf null fällt. Dies ist jedoch zum einen nicht zu erwarten, da hierin auch der Deckungsbeitrag des Stromanbieters enthalten ist, zum anderen würde der kurzfristige Preisvorteil zur Nutzung von Strom gegenüber Gas gegebenenfalls nicht ausreichen um eine Investition in ein (teureres) Hybridsystem gegenüber einer etablierten (günstigeren) Heizungsanlage zu rechtfertigen. Der beobachtbare Preisanstieg für Heizöl spricht für eine Verdrängung von ölbetriebener Heizungsanlagen durch gasbetriebene Systeme.

Die Endverbraucherpreise nach Energieträger stellen nur dann einen verwendbaren Vergleichswert dar, wenn die Heizungsanlagen zur Wärmebereitstellung den gleichen Wirkungsgrad aufweisen. Aufgrund der besonders geringen Endenergie-Aufwandszahl elektrischer Wärmepumpen lohnt sich eine gesonderte Betrachtung der Energiebezugskosten je Einheit Nutzwärme nach Heizungstechnologie. In Abbildung 70 sind die Energiebezugskosten für die drei betrachteten Energieträger am Beispiel der elektrischen Luft-Wasser-Wärmepumpe im Vergleich mit Gas- und Öl-Brennwertkesseln abgebildet.<sup>95</sup>

<sup>94</sup> Siehe Anhang B.2.

<sup>95</sup> Angenommene Aufwandszahl für elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe: 0,33; Aufwandszahl für Gas- und Öl-Brennwertkessel: 1,02.

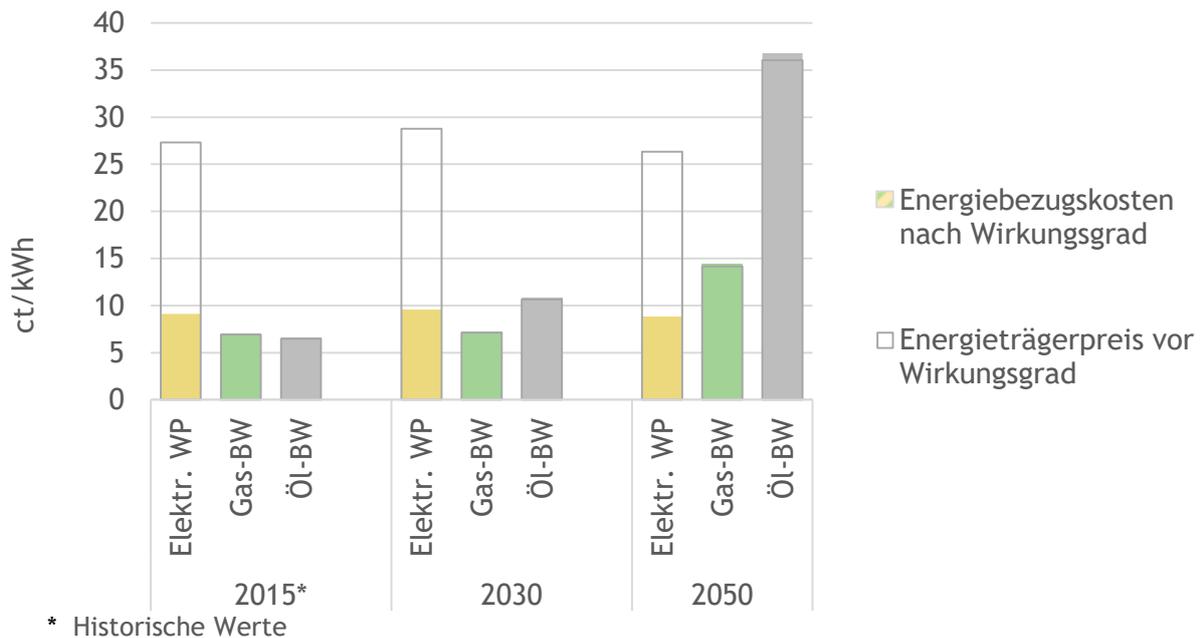


ABBILDUNG 70: ENERGIEBEZUGSKOSTEN EINES EINFAMILIENHAUSES

Quellen: Eigene Darstellung

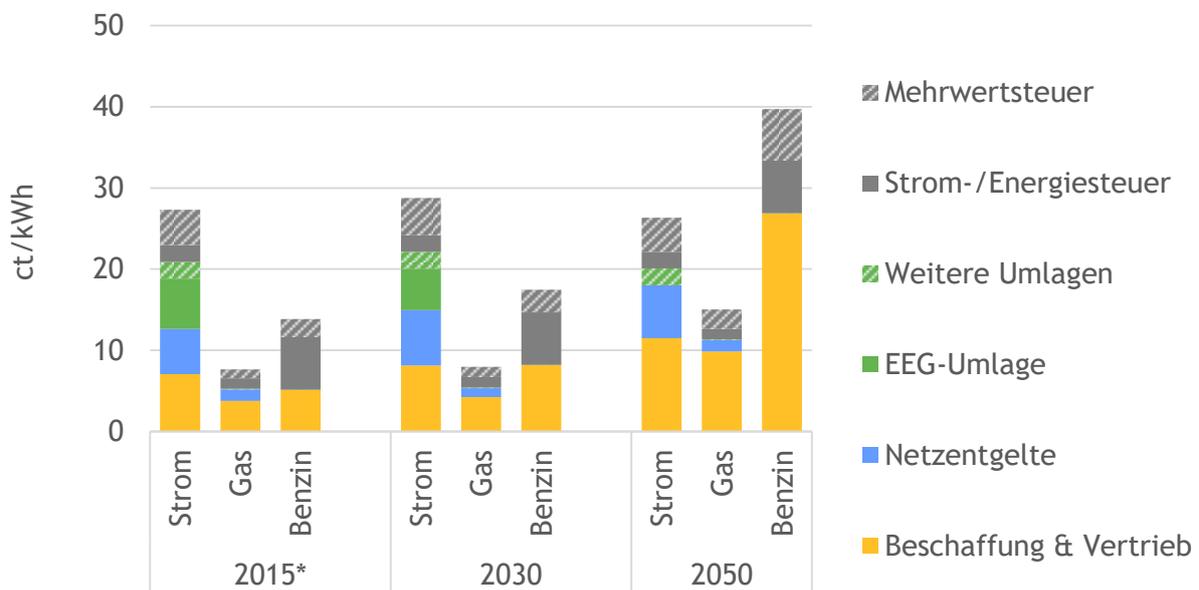
Unter Berücksichtigung der energetischen Aufwandszahlen der jeweiligen Technologie zeigt sich, dass die Energiebezugskosten auch inklusive Steuern und Umlagen jene eines Öl-Brennwertkessels in 2030 sowie eines Gas-Brennwertkessels in 2050 unterbieten. Geht man davon aus, dass Wärmepumpen auch in Zukunft die teurere Heizungsanlage gegenüber Brennwertkesseln darstellen, so wird der Haushalt erst dann einen Technologiewechsel vollziehen, wenn die geringeren Energiebezugskosten die erhöhte Investitionssumme kompensieren.<sup>96</sup> Bei einem jährlichen Nutzwärmebedarf von 12.500 kWh jährlich, entstehen in 2030 mit Energiebezugskosten von etwa 1.200 € durch die Wärmepumpe gegenüber etwa 1.350 € durch einen Öl-Brennwertkessel, eine Kosteneinsparung von lediglich 150 €. Diese Einsparung nimmt im Zeitverlauf zu. In 2050 sind die jährlichen Energiebezugskosten einer elektrischen Luft-Wasser-Wärmepumpe um etwa 3.500 € geringer als jene eines Öl-Brennwertkessels sowie um etwa knapp 700 € geringer als solche eines Gas-Brennwertkessels. Es ist damit zumindest fraglich, ob das aktuelle Preissignal zu einer frühzeitigen Marktdurchdringung von Wärmepumpen führen wird.

<sup>96</sup> Die hier dargestellten Endverbraucherpreise sind Ergebnisse des kosteneffizienten Szenarios *T0*. Hierbei sind keine der aktuell bestehenden Teilziele berücksichtigt. Sequentielle Vorgaben, wie etwa die EE-Vorgaben für Neubauten oder sektorale Klimaziele, würden fossile Energieträger stärker benachteiligen und einen anderen Verlauf für die Endverbraucherpreise verursachen. Gleichzeitig können Sie jedoch Ineffizienzen im Gesamtsystem verursachen, wenn sie nicht im Einklang mit dem übergeordneten Klimazielen stehen.

### 6.2.2 Abnehmerfall 2 - Kraftstoffverbrauch eines Privat-PKW

Der Mobilitätssektor ist mit etwa 30 % des Endenergieverbrauchs<sup>97</sup> und 18 % der Emissionen<sup>98</sup> bedeutender Bestandteil des deutschen Energiesystems im Hinblick auf Klimaschutzbestrebungen und Sektorenkopplung. Der hier dargestellte Abnehmerfall beleuchtet die Preissignale und Hemmnisse im Verkehrssektor mittels Betrachtung des Mobilitätsbedarfes einer Privatperson. Es wird angenommen, dass diese Person einen Mittelklasse-PKW für eine Fahrleistung von 14.000 km jährlich nutzt. Dies entspricht der durchschnittlichen Fahrleistung eines Privat-PKW in Deutschland.<sup>99</sup>

Die Ergebnisse des Verkehrssektors in Abschnitt 0 zeigen, dass für eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele ein Mix aus batterie- und gasbetriebenen Fahrzeugen neben konventionellen Ottomotoren benötigt wird. Entsprechend werden für den hier dargestellten Abnehmerfall die Endverbraucherpreise der Energieträger Strom, Gas und Benzin verglichen. Abbildung 71 stellt die Preisbestandteile im zeitlichen Verlauf bis 2050 dar. Der ausgewiesene Strompreis entspricht dem Strompreis eines Privathaushaltes, wie für Abnehmerfall 1 beschrieben (siehe Abschnitt 6.2.1). Es wird somit davon ausgegangen, dass ein batteriebetriebener PKW in diesem Fall mit Haushaltsstrom privat geladen wird. Gas und Benzin werden dagegen über Tankstellen bezogen. Die Endverbraucherpreise dieser Energieträger orientieren sich an beobachtbaren Kraftstoffpreisen in Deutschland.<sup>100</sup>



\* Historische Werte

**ABBILDUNG 71: ENTWICKLUNG DER ENDVERBRAUCHERPREISE FÜR PRIVAT-PKW**

Quellen: Eigene Darstellung

<sup>97</sup> Vgl. AGEB e.V. (2017)

<sup>98</sup> Vgl. BMUB (2016)

<sup>99</sup> Vgl. BMVI (2017)

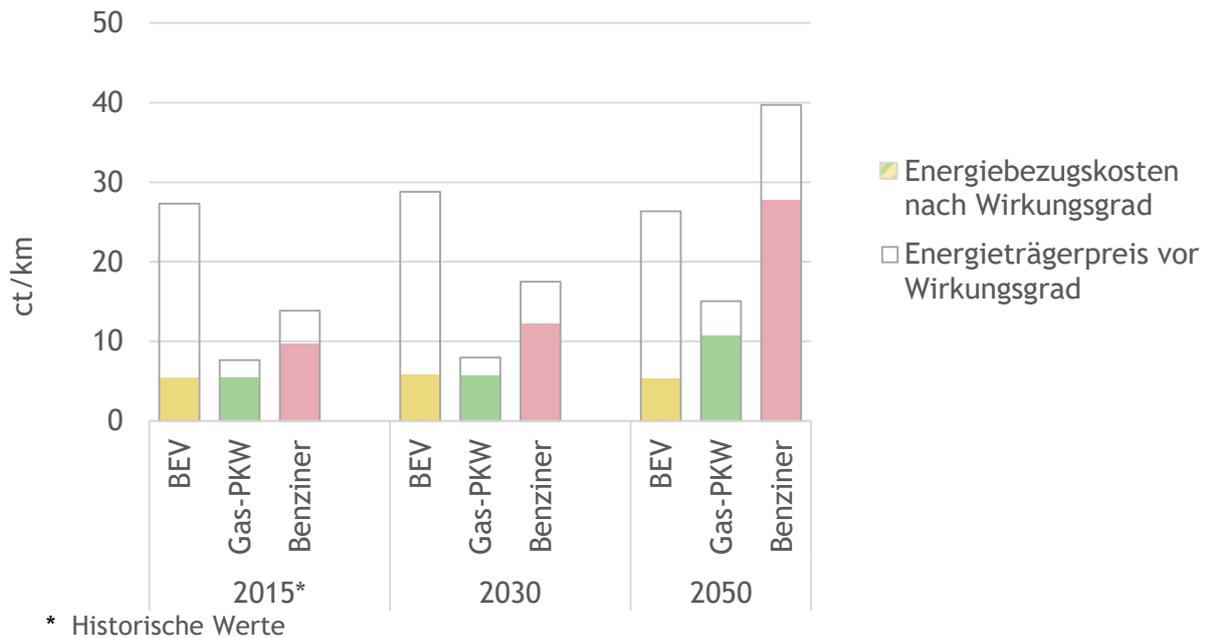
<sup>100</sup> Zur Vergleichbarkeit sind alle Preise je kWh Heizwert ( $H_u$ ) angegeben. Zur Umrechnung von Gas wurde ein Faktor von 14 kWh/kg angenommen. Benzin wurde mit 10 kWh/l umgerechnet.

Für 2015 ergibt sich ein Gaspreis von etwa 7,6 Cent/kWh (1,07 €/kg). Beschaffung und Vertrieb machen etwa die Hälfte des Endverbraucherpreises aus. Der Restbetrag ist in etwa gleich verteilt zwischen Netzentgelten, Energiesteuer und Mehrwertsteuer. In der abgebildeten Entwicklung wird angenommen, dass die Energiesteuer auf Gas als Kraftstoff auf dem heutigen Niveau von etwa 1,3 Cent/kWh bleibt. Die Netzentgelte auf Gas werden modellendogen bestimmt. Aufgrund der konstant hohen Gasnachfrage im technologieoffenen Szenario variieren diese nur in geringem Maße. Der Kraftstoffpreis für Gas verdoppelt sich insgesamt bis 2050 gegenüber 2015 aufgrund steigender Commodity-Preise. Diese gehen auf einen Anstieg der globalen Erdgaspreise sowie einem steigenden impliziten CO<sub>2</sub>-Preis durch die nationalen Klimaziele in Deutschland zurück.

Der Benzinpreis ist für 2015 mit 13,8 Cent/kWh (1,38 €/l) angesetzt. Der Anteil staatlich induzierter Preisbestandteile (nämlich Energiesteuer, Mehrwertsteuer und Erdölbevorratungsbeitrag) ist mit 63 % höher als für Gas. Die Energiesteuer macht hierbei mit 6,5 Cent/kWh den größten Anteil aus. Die Energiesteuer wird wie für Gas konstant fortgeschrieben. Somit sind Beschaffung und Vertrieb die einzigen Treiber der Benzinpreisentwicklung im betrachteten Zeitraum. Diese verzeichnen, wie bereits für Heizöl beim vorherigen Abnehmerfall dargestellt, einen starken Anstieg. Bis 2050 steigen die Kostenbestandteile von Benzin für Beschaffung und Vertrieb um mehr als das Fünffache. Aufgrund seines hohen CO<sub>2</sub>-Gehalts wird der Benzinpreis stark durch den durch die Klimaziele impliziten CO<sub>2</sub>-Preis getrieben: Im Zeitverlauf müssen immer mehr Emissionen eingespart werden, was den möglichen Verbrauch treibhausgasintensiver Kraftstoffe verringert. CO<sub>2</sub> ist damit ein knappes Gut und erhält einen impliziten Preis. Der Marktpreis des Kraftstoffes erhöht sich entsprechend seines CO<sub>2</sub>-Gehalts multipliziert mit dem CO<sub>2</sub>-Preis. In dem dargestellten Verlauf ergibt sich ein Benzinpreis von knapp 40 Cent/kWh (4 €/l) in 2050. Aus Akteursperspektive ist somit Benzin in 2050 teurer als Strom. Gas bleibt dagegen in der gesamten Zeitdauer günstigster Kraftstoff.

Zur Analyse des Preissignals für Bereitstellung von Mobilität werden die aus den Endverbraucherpreisen resultierenden Energiebezugskosten je km für einen batteriebetriebenen PKW (battery electric vehicle, BEV), einen gasbetriebenen PKW und Benziner gegenüber gestellt.<sup>101</sup> Die Entwicklung der Energiebezugskosten ist in Abbildung 72 dargestellt.

<sup>101</sup> Die hinterlegten Kraftstoffverbräuche bilden einen Mittelklasse-PKW der jeweiligen Antriebstechnologie ab und richten sich nach BMWI (2014), BMVI (2017) und dena (2017). Für BEV ist ein Verbrauch von 20 kWh/100 km unterstellt. Der dargestellte Gas-PKW verfügt über einen Kraftstoffverbrauch von etwa 5 kg/100 km, der Benziner benötigt je 100 km per Annahme 7 l Benzin. Die Verbrauchszahlen sind konstant über die Zeit.



**ABBILDUNG 72: ENTWICKLUNG DER ENERGIEBEZUGSKOSTEN FÜR PRIVAT-PKW**

Quelle: Eigene Darstellung

Demnach sind die Energiekosten je Fahrzeugkilometer bis 2030 für alle Antriebstechnologien nahezu konstant. Die Energiebezugskosten für BEV und Gas-PKW befinden sich mit 5,5 Cent je gefahrenem Kilometer auf gleichem Niveau. Die Kosten für Benziner liegen in 2015 bei knapp 10 Cent/km, mit leicht steigender Tendenz bis 2030. Die Energiebezugskosten für die abgebildete Jahresnachfrage von 14.000 km entsprechen in 2015 für BEV und Gas-PKW etwa 760 € gegenüber gut 1.350 € für den Benziner. Nach 2030 steigen die Energiebezugskosten von Gas-PKW und Benziner aufgrund höherer Kraftstoffpreise stark an. Die jährlichen Energiebezugskosten in 2050 werden demnach für ein batteriebetriebenes Fahrzeug etwa 740 € betragen. Ein gasbetriebener PKW verursacht durch den Kraftstoffverbrauch Kosten von knapp 1.500 €. Die Spritkosten des Benziners belaufen sich in 2050 auf knapp 3.900 €.

### 6.2.3 Abnehmerfall 3 - Prozesswärmebedarf eines energieintensiven Unternehmens

In Abnehmerfall 3 ist ein strom- und wärmeintensives Unternehmen abgebildet, welches bezüglich der Steuern und Umlagen maximal privilegiert ist. Beispielhaft wird hierfür der Klinkerprozess eines Zementunternehmens betrachtet. Dieser gilt mit einem Bedarf von schätzungsweise 485 kWh thermischer Energie sowie 120 kWh elektrischer Energie pro Tonne Klinker als besonders energieintensiv.<sup>102</sup> Das hier beispielhaft dargestellte Unternehmen produziert jährlich 1 Mio. t

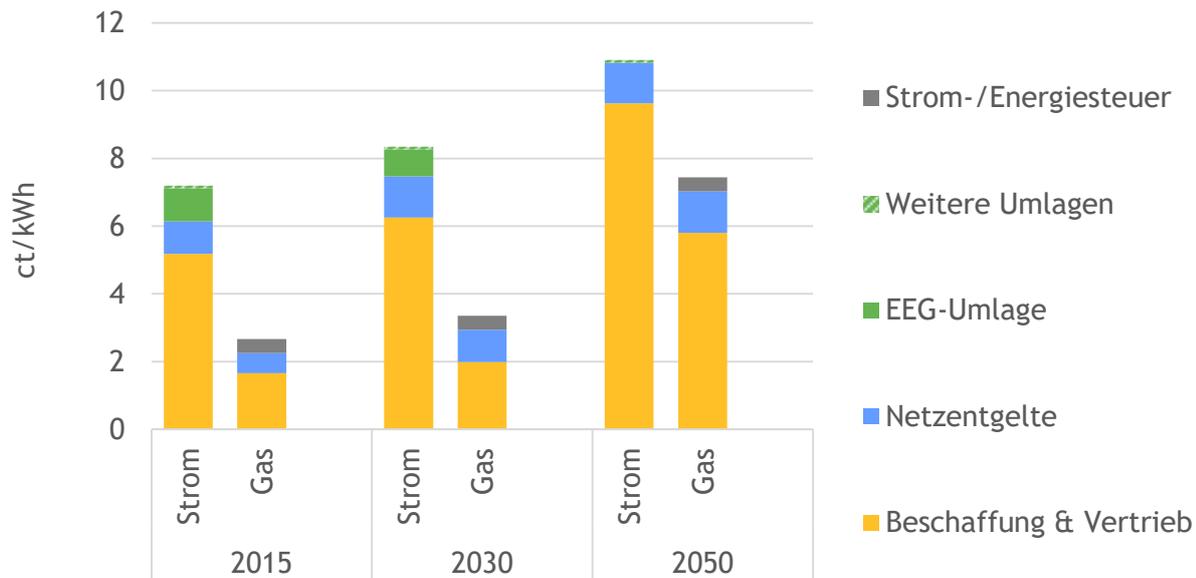
<sup>102</sup> Vgl. Joint Research Centre - Institute for Prospective Technological Studies (IPTS) (2013)

Klinker und hat einen Prozesswärmebedarf von 485 GWh/a sowie einen Strombedarf von 120 GWh/a. Die benötigte Prozesswärme wird zu großen Teilen durch erdgasbetriebene Wärmeerzeuger bereitgestellt. Diese können durch elektrische Alternativtechnologien (wie beispielsweise elektrische Hochtemperaturwärmepumpen oder elektrische Dampferzeuger) ersetzt werden. Es erfolgt daher der Vergleich der Energieträger Strom und Gas.

Das dargestellte Unternehmen ist an der Hochspannungsebene des Stromnetzes angeschlossen und zahlt daher geringere Netzentgelte als die vorherigen (privaten) Abnehmerfälle. Als nicht-privater Abnehmer ist die Mehrwertsteuer nicht entscheidungsrelevant und wird hier nicht weiter betrachtet. Ab einem jährlichen Stromverbrauch von über 1 GWh bestehen reduzierte Umlagehöhen bei der KWK-Umlage sowie der Offshore-Haftungsumlage und der Umlage aus Paragraph 19 der Stromnetzentgeltverordnung (§19-StromNEV-Umlage). Des Weiteren ist der dargestellte Abnehmerfall aufgrund des hohen Anteils der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung privilegiert bzgl. Reduzierungen bei der EEG-Umlage, KWK-Umlage und Offshore-Haftungsumlage. Die Herstellung von Zement ist des Weiteren von der Stromsteuer befreit. Der Endverbraucherpreis für Strom unterscheidet sich somit deutlich von vorherigen Abnehmerfällen. In 2015 zahlt das Unternehmen 7,2 Cent/kWh Strom. Etwa 72 % entfallen auf Beschaffung und Vertrieb. Der verbleibende Betrag entfällt hauptsächlich auf Netzentgelte und die reduzierte EEG-Umlage. Weitere Umlagen machen keinen entscheidungsrelevanten Anteil aus.

Aufgrund der hohen Abnahmemenge zahlt das Unternehmen ebenso einen geringeren Commodity-Preis für Gas als die vorherigen Abnehmerfälle. Der für 2015 angesetzte Preis von 1,7 Cent/kWh für Beschaffung und Vertrieb ist weniger als halb so hoch, wie jener des Privathaushalts in Abschnitt 6.2.1. Ebenso sind die Netzentgelte aufgrund der hohen Abnahmemenge und der niedrigen zeitlichen Fluktuation gut 40 % geringer als in den anderen Abnehmerfällen. Das Zementunternehmen zahlt somit einen Gaspreis von 2,7 Cent/kWh in 2015. Der Bezugspreis für Strom ist in 2015 damit 2,7-mal höher als der Gaspreis. Die Entwicklung der Endverbraucherpreise für Strom und Gas sind für den Abnehmerfall Zementunternehmen in Abbildung 73 dargestellt.

Über den betrachteten Zeitraum zeichnet sich für das dargestellte Unternehmen sowohl für Gas als auch für Strom ein Anstieg des Endverbraucherpreises ab. Der Strompreis steigt bis 2030 um 16 % gegenüber seinem Basiswert in 2015. Gründe hierfür sind steigende Stromerzeugungskosten bei erhöhter Nachfrage und erhöhten Klimazielen sowie höhere Netzentgelte durch verstärkten Ausbaubedarf. Diesem Trend entgegen gesetzt muss das Unternehmen in 2030 eine leicht geringere EEG-Umlage zahlen, da die Finanzierung eines Großteils von Altanlagen bis dahin ausgelaufen ist und neu errichtete EE-Anlagen einen größeren Anteil ihrer Stromgestehungskosten durch den Börsenpreis refinanzieren können. In 2050 können alle EE-Anlagen am Markt finanziert werden. Entsprechend entfällt keine EEG-Umlage auf den Strompreis. Der Gaspreis steigt vornehmlich durch einen Anstieg der globalen Rohstoffpreise für Gas und die implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die deutschen Klimaziele. Die Netzentgelte für Gas steigen nur geringfügig. In 2050 zahlt das Zementunternehmen somit einen um etwa 180 % höheren Gaspreis als in 2015. Der Strompreis steigt dagegen im selben Zeitraum um lediglich 50 %.



\* Historische Werte

#### ABBILDUNG 73: ENTWICKLUNG DER ENDVERBRAUCHERPREISE FÜR ZEMENTUNTERNEHMEN

Quellen: Eigene Darstellung

Trotz der starken Privilegierung des Strompreises und den unterschiedlichen Preisentwicklungen ist der Endverbraucherpreis für Strom im gesamten betrachteten Zeitraum höher als für Gas. Letzterer macht in 2015 lediglich 37 % des Strompreises aus. In 2050 sind es weiterhin 68 %. Unter der Annahme gleicher Wirkungsgrade würde die Umrüstung einer gasbetriebenen Wärmerzeugung auf eine strombetriebene Heizung in 2030 allein für den Energiebezug Mehrkosten von 24 Mio. € führen. Dies entspricht beinahe den Energiebezugskosten einer gasbetriebenen Klinkerproduktion. In 2050 bedingt eine Umrüstung weiterhin Mehrkosten des Energiebezugs von knapp 17 Mio. €.

Die dargestellten Endverbraucherpreise stellen durchschnittliche jährliche Arbeitspreise dar. Es kann davon ausgegangen werden, dass das dargestellte Unternehmen aufgrund durchgängiger Produktion einen konstanten Energiebedarf ausweist. DSM-Maßnahmen können dazu genutzt werden, um auf kurzfristige Preisspitzen zu reagieren. Für ein Unternehmen der Zementindustrie bestehen mögliche Potentiale im Trocknungsprozess des Klinkers. Es kann somit zu Situation kommen, in denen der Strombezugspreis kurzfristig unter dem Gaspreis liegt. Aufgrund der dargestellten Preisunterschiede ist jedoch unwahrscheinlich, dass dies für eine Umrüstung des Anlagenparks ausreicht. Die hier durchgeführte Analyse kann jedoch lediglich als approximative Darstellung der Hemmnisse der Sektorenkopplung in der energieintensiven Industrie betrachtet werden. Zur genaueren Untersuchung ist die Berücksichtigung der Kapitalkosten für gas- und strombetriebene Heizungsanlagen notwendig.

## 7 WEITERENTWICKLUNG RECHTLICHER RAHMENBEDINGUNGEN

### 7.1 Stromerzeugung und Endverbrauchssektoren (ewi ER&S)

#### 7.1.1 Freier Wettbewerb zwischen Treibhausgasvermeidungsoptionen

Die kosteneffiziente Zielerreichung der (europäischen) Klimaziele erfordert einen freien Wettbewerb zwischen den vorhandenen Treibhausgasvermeidungsoptionen. Die kostenminimalen Entwicklungspfade stellen sich bei sektorenübergreifenden - idealerweise europaweiten - wettbewerblichen Anreizen für Treibhausgasreduktionen ein. Diese könnten z. B. mittels einer einheitlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder eines sektorenübergreifenden Handelssystems gewährleistet werden.

Im Studienverlauf konnte dies bereits auf nationaler Ebene gezeigt werden. In Szenario *TO* werden einerseits nur geringfügige Vorgaben zu technologischen Entwicklungen oder anderen Rahmenbedingungen gemacht. Andererseits wird in dem Basisszenario davon ausgegangen, dass sektorenübergreifend die kostengünstigsten Treibhausgasvermeidungsoptionen realisiert werden. Alle betrachteten Sektoren tragen entsprechend ihrer Vermeidungskosten zur Erfüllung der Klimaziele bei. Basierend auf Annahmen für die Kostenentwicklung der Technologien in den Sektoren, resultieren kosteneffiziente Pfade für die Erreichung der nationalen Klimaziele.

Auf europäischer Ebene verfolgen die existierenden Mechanismen ebenfalls das Ziel einer kosteneffizienten Zielerreichung. Energieintensive Industriebranchen, die Luftfahrt und der Energiesektor sind innerhalb des Emissionshandelssystems EU ETS organisiert, welches ca. 45 % der EU-weiten Emissionen abdeckt.<sup>103</sup> Für die nicht-EU ETS Sektoren wurden im Rahmen der Entscheidung zur Verteilung der Lasten (Effort Sharing Decision, ESD) und der neuen Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR)<sup>104</sup> zusätzliche Vorgaben für die einzelnen Mitgliedsstaaten für den Zeitraum bis 2030 festgelegt (siehe Kapitel 1.3). In den Vorgaben wird die Möglichkeit einer bilateralen Verschiebung von Reduktionsverpflichtungen zwischen Mitgliedsstaaten in nicht-EU ETS-Sektoren eingeräumt.<sup>105</sup> Zugleich sieht der Vorschlag zur Lastenteilungsverordnung in begrenztem Umfang eine Verschiebung von Emissionsreduktionen aus dem EU ETS in nicht-EU ETS Sektoren vor. Die Flexibilität bei der Erfüllung der Ziele zwischen Mitgliedsstaaten sowie den EU ETS und nicht-ETS Sektoren soll in Summe eine kosteneffiziente Zielerreichung sicherstellen.

Ergänzend zu den europäischen Zielen und Vorgaben hat sich Deutschland nationale Ziele gesetzt. Neben der Vorgabe von Zwischenzielen auf nationaler Ebene bricht der Klimaschutzplan 2050 diese erstmals bis 2030 auf einzelne Wirtschaftszweige herunter. Allerdings sind keine der zuvor skizzierten flexiblen Mechanismen auf EU-Ebene vorgesehen. Dadurch können Emissionsreduktionen nicht anhand der Treibhausgasvermeidungskosten zwischen den Sektoren verschoben werden.

---

<sup>103</sup> Vgl. European Commission (2017d)

<sup>104</sup> Der Vorschlag zur Lastenteilungsverordnung muss noch durch den Europäischen Rat und das Parlament förmlich angenommen werden.

<sup>105</sup> Vgl. European Commission (2017b) und European Commission (2017c)

Eine kosteneffiziente Zielerreichung wird verhindert. In der Analyse aus Abschnitt 3.4.1 wird deutlich, dass eine enge Fixierung auf sektorale Ziele zu Verzerrungen zwischen Sektoren und Ineffizienzen bei der Zielerfüllung führt.

Aus ökonomischer Sicht ist daher eine Aufhebung der sektoralen Ziele oder die Etablierung eines strukturierten und transparenten Prozesses zur Ermittlung kosteneffizienter Sektorenziele mit regelmäßigen Aktualisierungen zu empfehlen. Für Letzteres spricht die Indikatorwirkung für den Fortschritt des Klimaschutzes in den Sektoren und die Planungssicherheit für die Akteure.<sup>106</sup> Die Akteure werden somit frühzeitig auf mögliche Fehlentwicklungen hingewiesen. Gegenwärtig werden zum Teil kosteneffiziente Lösungen aufgrund externer Effekte nicht umgesetzt. Das Mieter-Vermieter-Dilemma im Bereich energetischer Gebäudesanierungen ist ein gutes Beispiel. Während die Kosten der Sanierung auf Seiten des Vermieters anfallen, profitiert der Mieter von niedrigen Energiebezugskosten. Der Anreiz des Vermieters die volkswirtschaftlich effiziente Sanierung umzusetzen, ist somit abhängig von der Möglichkeit der Kostenumwälzung auf den Mieter.<sup>107</sup>

Neben sektoralen Klimazielen gibt es eine Vielzahl von Teilzielen der Energiewende (EE-Anteil am Endenergieverbrauch und Stromverbrauch, Mindestausbaupfade für EE-Technologien, Steigerung der Energieproduktivität, Mengenziel für erzeugten KWK-Strom, Reduktion des Strom- und Wärmeverbrauchs etc.). Diese Ziele könnten, wie oben erwähnt, als Indikatoren für den Fortschritt des Klimaschutzes genutzt werden. Eine Vielzahl von (verbindlichen) Teilzielen hingegen erschwert einen freien Wettbewerb zwischen den vorhandenen Treibhausgasvermeidungsoptionen. In einigen Fällen können die aus den Zielen resultierenden Anreize sogar die Wahl effizienter Treibhausgasvermeidungsoptionen verhindern.<sup>108</sup> In dieser Studie konnte beispielsweise gezeigt werden, dass eine frühzeitige Festlegung auf eine starke Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren keinen effizienten Pfad zur Erreichung der nationalen Klimaziele darstellt. Das übergeordnete Ziel einer Reduktion von Treibhausgasemissionen wird zudem aus den Augen verloren.

Bei der Betrachtung nationaler Klimaziele in Kombination mit europäischen Emissionsbudgets sollten zudem mögliche Ineffizienzen beachtet werden. Die nationalen Klimaziele sind - wie im Studienverlauf gezeigt - ambitionierter als die Zielvorgaben für die EU ETS Sektoren (Sensitivität 3 - EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen). Die Zielerfüllung ist somit mit kostenintensiven nationalen Zusatzmaßnahmen zur Reduktion der Emissionen verbunden. Die Messung der Zielerreichung erfolgt in beiden Fällen auf Basis des Quellprinzips: Emissionen werden der nationalen Treibhausgas-Bilanz zugerechnet, sofern diese innerhalb der nationalen (territorialen) Grenzen auftreten. Der Verursacher der Emissionen bleibt unbeachtet. Während also z. B. die frühzeitige Stilllegung von Kohlekraftwerken auf die nationalen Klimaziele angerechnet wird, werden (emissionsbehaftete) Stromimporte aus dem Ausland nicht in der nationalen Treibhausgas-Bilanz berücksichtigt. Diese nationale Zusatzmaßnahme würde jedoch in der Konsequenz EU ETS Zertifikate freisetzen: Die

---

<sup>106</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staiß, & Ziesing (2016)

<sup>107</sup> Vgl. Irene J. Hallof (2013)

<sup>108</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staiß, & Ziesing (2016)

europäischen Gesamtemissionen würden nur anteilig reduziert. Die nationalen Zusatzmaßnahmen würden zum Teil ins Ausland verlagert werden (Waterbed Effect).<sup>109</sup>

Effiziente Instrumente für die Erreichung der europäischen Klimaziele wären die Einführung eines europaweit einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preises oder eine Ausweitung des EU ETS auf alle Verbrauchssektoren. Allerdings sind europaweite Lösungen angesichts der notwendigen politischen Entscheidungen und den damit verbundenen Widerständen kurz- bis mittelfristig unwahrscheinlich. Wenn ambitionierteren nationalen Klimazielen gegenüber den europäischen Zielen der Vorrang gegeben werden soll, ist es wichtig zusätzliche nationale Treibhausgas-Einsparungen durch effektive europäische Maßnahmen zu unterstützen.<sup>110</sup>

Ein Instrument zur vollständigen Vermeidung von Mehremissionen in Nachbarländern bei der Durchführung nationaler Zusatzmaßnahmen wäre die gleichzeitige Stilllegung von Emissionsrechten. Dies wäre sowohl im EU ETS als auch in nicht-ETS Sektoren im Rahmen der neuen Lastenteilungsverordnung denkbar. Auf diese Weise würden eingesparte Emissionen aus nationalen Zusatzmaßnahmen nicht ins Ausland verlagert werden können. Es wäre auch denkbar, nationale Klimaziele unter Berücksichtigung anteiliger europaweiter Emissionsvermeidung zu erreichen. Die nationalen Klimaziele wären in diesem Fall als ein bilanzielles Ziel auf europäischer Ebene zu interpretieren. Der Kauf und die Stilllegung von Emissionsrechten im EU ETS beziehungsweise ESR würden direkt auf die nationalen Klimaziele angerechnet. Nationale Zusatzmaßnahmen wären in diesem Fall nicht notwendig und es könnten europaweit die kostengünstigsten Vermeidungsoptionen realisiert werden. Aus Effizienzgesichtspunkten wäre eine bilanzielle Definition vorteilhaft gegenüber der aktuellen Definition als nationale Territorialziele. Ein Aufkauf von Emissionszertifikaten aus dem EU ETS beziehungsweise ESR zur Erreichung eines bilanziell ausgerichteten nationalen Ziels würde sämtliche Vermeidungsoptionen gleichstellen und somit auf internationaler Ebene ein Level Playing Field herstellen.

### 7.1.2 Harmonisierung von Klimaschutzinstrumenten

Im Rahmen dieser Studie werden unterschiedliche Szenarien entwickelt und der Einsatz von Technologien und Energieträgern zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele analysiert. Es wird deutlich, dass eine technologieoffene Herangehensweise zur Erreichung von Minderungszielen zu ökonomischen Vorteilen führt. Mit einer Vielzahl kleinteiliger ordnungsrechtlicher Maßnahmen und Instrumente ist dies aktuell nicht gegeben. Es ist folglich eine wesentliche Herausforderung, perspektivisch einen konsistenten Maßnahmen-Mix zu gestalten, durch den einerseits die Reduktionsziele erreicht und andererseits keine Technologien und Energieträger frühzeitig ordnungsrechtlich eingeschränkt, benachteiligt oder bessergestellt werden.

---

<sup>109</sup> Vgl. Ecofys (2016). Die Löschung von Zertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve führt zu einer teilweisen Reduktion der gesamteuropäischen Emissionen, vgl. Perino (2018).

<sup>110</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staß, & Ziesing (2016)

Die Analyse in Kapitel 6 hat gezeigt, dass unverzerrte Preissignale essenziell für die Erreichung eines effizienten Marktergebnisses sind. Das Ziel von ordnungspolitischen Maßnahmen muss sein, ein Level Playing Field der Energieträger und Emissionskosten über alle Sektoren herzustellen. Dies ist aktuell nicht der Fall. Es besteht durch Steuern und Umlagen eine unterschiedliche Belastung sowohl zwischen den Energieträgern (beispielsweise zwischen Strom, Heizöl und Gas) als auch zwischen den Sektoren (beispielsweise zwischen Industrie und Haushalten). Hierdurch werden verzerrte Preissignale gesetzt und somit kosteneffiziente Treibhausgasvermeidungsoptionen nicht genutzt.

Die gegenwärtige Systematik von EEG-Umlage und Netzentgelten, welche zu großen Teilen stromverbrauchsorientiert erhoben werden, muss in diesem Rahmen überdacht werden. Es gilt hierbei generell, Flexibilitätshemmnisse abzubauen. Diese bestehen zum einen durch die allgemeine Mehrbelastung von Strom: Eine Verteilung der EEG-Umlage auf alle Energieträger oder eine nicht energiebezogene Finanzierung durch den Bundeshaushalt kann hierbei zu Effizienzgewinnen und damit volkswirtschaftlicher Entlastung führen.

Weiterhin besitzen sowohl EEG-Umlage als auch Netzentgelte einen hohen Anteil an Fixkosten, werden jedoch auf den Arbeitspreis des Stroms erhoben: Dies führt zu erheblichen Verzerrungen beispielsweise in der Nutzung flexibler Power-to-Heat-Systeme und erschwert die Integration erneuerbaren Stroms in die Endverbrauchssektoren. Auch die Lenkungsfunction der Energiesteuern, speziell der Stromsteuer ist fragwürdig. Diese Verbrauchssteuern richten sich nicht nach dem CO<sub>2</sub>-Gehalt des Energieträgers und verstärken die Verzerrungen der Arbeitspreise der Energieträger. Es sollte daher eine energieträgerübergreifende Überprüfung der staatlich induzierten Preisbestandteile erfolgen.

Eine einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung über alle Energieträger und Sektoren kann die Möglichkeit bieten, eine umfassende Harmonisierung der aktuellen Umlagen- und Steuersystematik zu ermöglichen. Makroökonomische Wechselwirkungen, wie etwa die Benachteiligung der energieintensiven Industrie mit Rückwirkung auf Bruttowertschöpfung und Arbeitsmarkt, müssen dabei beachtet werden. Dies darf jedoch nicht zu einer erneuten Verzerrung des Preissignals führen. Die Finanzierung von EE-Anlagen und Netzen sollte zusätzlich überdacht werden. Generell gilt, dass Umlagen, welche einen langfristigen Kostencharakter besitzen, keinen Einfluss auf das kurzfristige Preissignal haben dürfen und deshalb als leistungsorientierte Preiskomponente behandelt oder aber nicht über den Strompreis finanziert werden sollten.<sup>111</sup>

Effiziente Preissignale müssen nicht zwangsläufig zu effizienten Marktergebnissen führen, wenn vorhandene Hemmnisse im Markt nicht betrachtet werden. Beispielhaft kann hierfür die Entwicklung der Sanierungsraten des Gebäudebestandes genannt werden, welche seit Jahren unterhalb des für notwendig erachteten Niveaus liegen. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Sanierungsmaßnahmen haben zum einen sehr lange Amortisationszeiten. Des Weiteren spielen Eigentümerver-

---

<sup>111</sup> Vgl. dena (2017)

hältnisse eine wichtige Rolle. Hauseigentümer sind oft nicht Hausbewohner und haben somit keinen direkten Nutzen aus der Sanierungsmaßnahme (Mieter-Vermieter-Dilemma).<sup>112</sup> Schließlich spielen Informationsdefizite über Fördermöglichkeiten und technische Vor- und Nachteile eine wichtige Rolle in der aktuellen Situation. Hierfür sind Maßnahmen geeignet, die finanzielle Hürden überwinden und Informationsdefizite abbauen. Im Gebäudesektor kann hierfür besonders die steuerliche Absetzbarkeit von Sanierungsmaßnahmen genannt werden.

Generell sollten ordnungsrechtliche Maßnahmen und finanzielle Förderung zur Markteinführung einzelner Technologien unterstützend genutzt und ein klares Enddatum der Maßnahme definiert werden. Andererseits besteht anhand der komplexen Wechselwirkungen eines zunehmend integrierten Energiesystems die Gefahr, dass die gewünschte Problemlösung nicht erfolgt oder neue Probleme geschaffen werden. An dieser Stelle sollte daher eine grundlegende Harmonisierung des Marktdesigns mit einer einheitlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung als Leitinstrument das Ziel sein.<sup>113</sup>

### 7.1.3 Wettbewerbsfähigkeit, Energiekosten und Verteilungseffekte

Die Ausgestaltung des Wettbewerbs zwischen Treibhausgasvermeidungsoptionen sowie die Harmonisierung von Instrumenten und Zielen sollten zwei wichtige Komponenten berücksichtigen: Die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die Kostenbelastung aus Sicht aller Endverbraucher. Die Energiewende wird nur zum Erfolgsmodell, wenn eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung vorhanden ist und industrielle Wertschöpfung erhalten bleibt.

Viele Industriezweige stehen im internationalen Wettbewerb. Dies gilt auch für einen Großteil der im EU ETS regulierten energieintensiven Unternehmen. Die Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit durch begleitende Förderinstrumente ist essentiell, um zukünftige industrielle Wertschöpfung in Deutschland sicherzustellen. Aktuell sind die nationalen Klimaziele ambitionierter als die aus dem EU ETS und ESR resultierenden Zielvorgaben auf europäischer Ebene.<sup>114</sup> Im Falle der Beibehaltung ambitionierter territorialer Klimaziele, ohne Anpassungen auf europäischer Ebene, werden daher zusätzliche Belastungen auf die Endverbrauchergruppen zukommen (siehe Abschnitt 7.1.1). Die vorhandene Vielzahl an Maßnahmen und Ausgleichsinstrumenten beinhaltet zwar ebenso Ausnahmeregelungen zur Kostenentlastung bestimmter Endverbrauchergruppen. Hierdurch entstehen jedoch gleichzeitig verzerrende Preissignale zwischen den Verbrauchergruppen und dadurch ineffiziente Investitionsentscheidungen im Gesamtsystem. Eine konkrete Unterstützung betroffener Endverbraucher Gruppen ist unter bestimmten Voraussetzungen möglich und sinnvoll. Bei der Auswahl der Ausgleichsinstrumente und -mechanismen sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die Entscheidungen der Akteure durch tatsächlich entstehende volkswirtschaftliche Kosten getrieben werden sollten. Diese sollten neben den Investitions- und Brennstoffkosten

---

<sup>112</sup> Siehe Abschnitt 3.2.1 und Abschnitt 7.1.1

<sup>113</sup> Vgl. Löschel, Erdmann, Staiß, & Ziesing (2016)

<sup>114</sup> Vgl. Monopolkommission (2017)

auch Emissionskosten berücksichtigen. Industrieunternehmen oder Haushalte könnten im Gegenzug steuerliche Entlastungen erhalten. Anstatt kleinteiliger Förderung einzelner Technologien, sollte eine technologieoffene Förderung stattfinden.

#### 7.1.4 Versorgungssicherheit - Koordination von Stromerzeugung und Netz

Zukünftig werden erhöhte Backup-Kapazitäten infolge der Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs und fortschreitendem EE-Ausbau benötigt (siehe Abschnitt 3.3.4). Gleichzeitig ist die Koordination von Netz, Stromerzeugung und -verbrauch wesentlich, um Netzengpässe zu vermeiden und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Im aktuellen Marktdesign sind der Stromfluss im Netz und der Stromhandel strikt getrennt. Auf Strommärkten wird Stromerzeugung und -verbrauch mit einem deutschlandweit einheitlichen Preis ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen gehandelt. Die Netzbetreiber sorgen anschließend dafür, dass eine Realisierung des Marktergebnisses ermöglicht wird. Netzengpässe treten auf, wenn die Umsetzung des Marktergebnisses physikalisch nicht möglich ist. Zur Behebung von Engpässen greift der Netzbetreiber auf Redispatch-Maßnahmen zurück, bei denen der Einsatz von Kraftwerken gedrosselt beziehungsweise erhöht wird. Die Kosten für diese Maßnahmen werden über Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt. Durch das Auseinanderfallen von Last und Erzeugung (unter anderem durch den EE-Ausbau) sind die Redispatch-Kosten in den letzten Jahren stetig gestiegen.<sup>115</sup> Der Vorteil des aktuellen (kostenbasierten) Redispatch-Mechanismus ist die hohe Wirkgeschwindigkeit. Allerdings gibt es keine Preissignale für den Zustand des Netzes, daher werden keine Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt.

Neben Redispatch-Maßnahmen kommt es bei Netzengpässen auch zur Abregelung von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber (Einspeisemanagement). Auch hierfür entstehen hohe Kosten, da abgeregelte EE-Anlagen mit der festgelegten Quote von 95 % der Einspeisevergütung entschädigt werden. Da EE-Anlagen geringe marginale Kosten aufweisen, werden diese bei Verfügbarkeit eingesetzt. Die netzdienliche Integration von EE-Anlagen ist damit hauptsächlich standortabhängig. Das wichtigste wirtschaftliche Entscheidungskriterium beim Bau einer Windenergieanlage ist momentan die Standortgüte (gemessen an den prognostizierten Volllaststunden und den Investitionskosten). Bei der Standortwahl sollte jedoch insbesondere auch das Netz berücksichtigt werden, da andernfalls langfristig große Ineffizienzen entstehen. Mit den (vorübergehenden) Regelungen zu Netzausbauregionen, in denen der Zubau von EE-Anlagen beschränkt wird, und Verteilnetzkomponenten, die die Verteilnetzbelastung bei Ausschreibungen für EE-Erzeugungsanlagen einpreisen, existieren aktuell erste Bestrebungen, Netz und Erzeugung abzustimmen. Langfristig sollten diese Instrumente weiterentwickelt werden, um Netzknappheiten sichtbar zu machen und eine effiziente Allokation neuer Kraftwerks- und Netzkapazitäten zu gewährleisten. Außerdem ist es wichtig, ein Level Playing Field für sämtliche Optionen sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Nachfrage-seite, die zur Stabilisierung des Netzes beitragen können, zu schaffen.

---

<sup>115</sup> Vgl. BDEW e.V. (2016c)

Hierzu stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung. Aktuell diskutiert werden u. a. eine Aufteilung der deutschlandweiten Stromgebotszone (Market Splitting), eine Ergänzung von Regelenergiemärkten um regionale Komponenten oder regional differenzierte Netznutzungsentgelte. Während alle Maßnahmen einen Beitrag zur besseren Koordination von Last, Erzeugung und Netz leisten können, haben die Instrumente jeweils spezifische Nachteile, die sorgsam mit den Vorteilen abgewogen werden müssen. Auf regionalen Märkten ist beispielsweise die Marktliquidität geringer und somit eine Ausübung von Marktmacht tendenziell einfacher. Außerdem sind bei regional unterschiedlichen Preisen Verteilungsfragen zu berücksichtigen. Die Implementierung und die Anpassung des regulatorischen Rahmens sind darüber hinaus mit Aufwand verbunden. Zur Bestimmung der optimalen Ausgestaltung und Kombination dieser Instrumente wird weiterer Untersuchungsbedarf gesehen.

### 7.1.5 Weiterer Forschungsbedarf

Die Studienergebnisse haben gezeigt, dass die nationalen Klimaziele die Energiewirtschaft ebenso wie Verbraucher und Politik vor große Herausforderungen stellen. Eine Zielerreichung ist nur möglich, wenn ein grundsätzlicher struktureller Wandel des Energiesystems gelingt. Hierfür ist großer technologischer Fortschritt in allen Sektoren erforderlich. Generell gilt auch für den Forschungsbedarf, sich nicht auf einzelne Technologien zu fokussieren, sondern eine technologieoffene Forschungslandschaft zu schaffen, welche die Innovationskraft aller Branchen nutzt.

Die Energiewende ist jedoch nicht mit der Erreichung der Klimaziele bis 2050 abgeschlossen. Da die Pariser Klimaziele zeitlich über den Zeithorizont nationaler Klimaziele hinausgehen, müssen die Treibhausgasemissionen auch nach 2050 weiter gesenkt werden. Somit werden synthetische Brennstoffe langfristig benötigt. Bis 2040 ist ein großflächiger Einsatz von synthetischen Brennstoffen in Deutschland zwar kaum wirtschaftlich, dennoch sollten auch kurzfristig Forschung und Investitionen in Pilotanlagen zur Weiterentwicklung der Technologie gefördert werden. Darüber hinaus sollten auch weitere Technologien negativer Emissionsmöglichkeiten nicht grundsätzlich für die Forschung ausgeschlossen werden (beispielsweise CCS).

Technologischer Forschungsbedarf wurde des Weiteren in der Industrie identifiziert: Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass eine Analyse alternativer industrieller Prozessrouten essentiell ist, um heimische Wertschöpfung mit nationalen Klimazielen vereinbaren zu können.

Die Studie zeigt weiteren Forschungsbedarf in der Systemanalyse integrierter Energiesysteme auf. Ein großes Themenfeld sind hierbei makroökonomische Rückwirkungen der Energiewende. So kann die Quantifizierung der Effekte auf Wertschöpfung, Arbeitsmarkt und Kapitalfluss einen großen Beitrag zur politischen Entscheidungsfindung leisten. Auch die Internalisierung schwer zu bezif-

fernder ökonomischer Kosten, wie beispielsweise Themen der Akzeptanz oder aber die gesundheitsschädigenden Wirkungen von Abgasen (beispielsweise Stickoxide<sup>116</sup>), muss in der Systemanalyse eine stärkere Beachtung finden.

---

<sup>116</sup> Vgl. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (2017)

## 7.2 Netzausbau (ef.Ruhr)

Basierend auf dem erwarteten Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und der zunehmenden Sektorenkopplung wurde im Rahmen der Studie der Erweiterungsbedarf des deutschen Übertragungs- und Verteilnetzes bis zum Jahr 2050 abgeschätzt. Auf Basis der Ergebnisse sollen im Folgenden zentrale Handlungsempfehlungen diskutiert werden.

### 7.2.1 Übertragungsnetz

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die im NEP beinhalteten Ausbaumaßnahmen bis 2030 bzw. 2035 nicht ausreichend bemessen sind, um die für 2050 in den Szenarien erwartete Leistung zu übertragen. Der zusätzlich ermittelte Investitionsbedarf liegt deutschlandweit je nach Szenario zwischen 47 Mrd. € und 53,2 Mrd. €. Die zu erwartenden Investitionen liegen damit in den Szenarien *TO* und *EEV* deutlich unter dem für das Verteilnetz erwarteten Investitionsbedarf. Um die benötigte Übertragungskapazität bereitzustellen, wäre ein massiver Zubau von neuen Leitungstrassen notwendig. Der Zubau einer größeren Anzahl parallel verlaufender Trassen könnte jedoch zu Akzeptanzproblemen führen.

#### Einsatz von HGÜ-Systemen

Der Einsatz von HGÜ-Kabeltrassen kann eine Lösung zur Beherrschung der zukünftigen Versorgungsaufgabe im Übertragungsnetz sein. Der Einsatz von HGÜ bietet zudem weitere betriebliche Freiheitsgrade, wie z. B. die Bereitstellung von Blindleistung oder den Bereich des betrieblichen Netzengpassmanagements mittels Wirkleistungsflussregelung. Diese möglichen Zusatznutzen können im Rahmen der Modellbildung dieser Studie nicht bewertet werden und sollten weiter geprüft werden.

Ein Beispiel für eine technisch mögliche Einbindung von HGÜ-Systemen stellt die untersuchte Verbindung des Ostens von NRW mit Niedersachsen dar. Hier konnte gezeigt werden, dass in vielen Stunden des Jahres eine Überlastung der Trasse prognostiziert werden kann und ein HGÜ-System hierfür eine mögliche Lösungsoption darstellt. Eine genaue Abschätzung des technischen Nutzens sowie des Investitionsbedarfs sowohl für die Installation weiterer HGÜ-Systeme als auch durch Nutzung netzoptimierender Maßnahmen, müsste in weiterführenden detaillierteren Untersuchungen durchgeführt werden.

#### Netzoptimierende Maßnahmen und marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb

Auf Grundlage des NOVA-Prinzips (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) sind vor Netzausbaumaßnahmen netzoptimierende Maßnahmen zu berücksichtigen. Zu den netzoptimierenden Maßnahmen zählen u.a. topologische Maßnahmen, welche vorwiegend im Betrieb genutzt werden. Bei der Lastflusssteuerung werden die Fähigkeiten von Betriebsmitteln wie HGÜ und

querregelnden Transformatoren eingesetzt, um den natürlichen Leistungsfluss im Übertragungsnetz gezielt zu beeinflussen. Dies führt zu einer optimierten Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten und kann folglich auch den erforderlichen Netzausbaubedarf reduzieren.<sup>117</sup>

Eine weitere Option zur Senkung der Netzausbaukosten wären marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb. Hierzu zählen der Redispatch von Kraftwerken sowie das Einspeisemanagement von Anlagen aus erneuerbaren Energien und Lastabschaltungen. Durch gezielte Verlagerung von Einspeisung und Last können, ähnlich wie bei netzoptimierenden Maßnahmen, Lastflüsse gesteuert werden. Der aktuelle NEP sieht marktbezogene Eingriffe als kurzfristige Maßnahmen zur Einhaltung der Netzsicherheit nicht vor. Aufgrund dessen werden diese Maßnahmen als nicht beitragend für eine bedarfsgerechte Netzbemessung angesehen und daher nicht bei der Netzausbauplanung berücksichtigt<sup>118</sup>. Für die Senkung des Investitionsbedarfs bei zukünftigen Netzausbaumaßnahmen sollte die Einbeziehung der Marktflexibilität dennoch geprüft werden. Es gilt abzuwägen, inwieweit eine Reduktion der betrieblichen Freiheitsgrade gegenüber potentiellen Einsparungen und eventuell auftretender Akzeptanzprobleme gegenüber weiteren Netzausbaumaßnahmen zu vertreten ist.

### 7.2.2 Verteilnetz

Im Bereich der Verteilnetze liegt der Investitionsbedarf je nach Szenario zwischen 75,8 Mrd. € und 276,5 Mrd. € bis 2050. Auf NRW entfallen hierbei Investitionen im Bereich von 8,3 Mrd. € bis 39,5 Mrd. €. Insbesondere halbstädtische und städtische Regionen sind hier von Netzaus- und Neubaumaßnahmen betroffen. Der Anteil städtischer Regionen ist, gemessen am Anteil an der Gesamtfläche von NRW, überproportional hoch. Hierfür ist insbesondere der starke Zubau neuer elektrischer Lasten durch die sogenannte Sektorenkopplung verantwortlich. Durch den Zubau von Elektromobilität und Wärmepumpen werden somit Regionen und damit Netzbetreiber von Netzausbaumaßnahmen betroffen sein, die durch den bisherigen Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen weniger Netzausbaubedarf zu verzeichnen hatten.

### Zusammenspiel der Komfortgrenzen der Netznutzer, des erforderlichen Netzausbaubedarfes und dem Einsatz innovativer Betriebsmittel

Insbesondere für die Elektromobilität gilt es festzulegen, wie das „Recht auf Mobilität“ und damit verbunden die Möglichkeit des privaten Ladens zukünftig ausgestaltet sein soll. Hierbei sollten auch die Komfortgrenzen der Netznutzer eine zentrale Rolle spielen. Eng damit verbunden ist die Fragestellung, welche Anzahl von Ladevorgängen in der NS-Ebene und welche Anzahl über Schnellladung in der MS-Ebene abdeckt werden soll. Diese Fragestellung ist vor allem vor dem Hintergrund größerer Batterien und damit potentiell längeren Ladevorgängen in die Betrachtung einzubeziehen. Das Recht auf Mobilität steht jedoch ggf. dem erforderlichen Netzausbau gegenüber. Hier gilt es zu diskutieren, welches Maß an Netzausbau für die Integration der Elektromobilität

<sup>117</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

<sup>118</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

zugelassen werden sollte. Neben der im folgenden Abschnitt diskutierten Vorgabe von Gleichzeitigkeiten im Verteilnetz, sollten auch innovative Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren in die Betrachtung aufgenommen werden. Diese wurde im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt, könnten jedoch die Aufnahmefähigkeit der Netze erhöhen.

### **Entwicklung eines Systems zur Reduktion der Gleichzeitigkeiten für neue Stromwendungen im Verteilnetz**

Das Verfahren der Spitzenkappung von dezentralen Anlagen stellt einen netzplanerischen Freiheitsgrad zur Reduzierung bzw. Vermeidung des Netzausbaubedarfs aufgrund zunehmender Einspeisung aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen dar. Die Anwendung ist für Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend, für Verteilnetzbetreiber freiwillig. Die Spitzenkappung erlaubt es Netzbetreibern, Photovoltaik- und Windenergieanlagen planerisch abzuregeln. Planerisch darf hier eine Reduktion der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung um bis zu 3 % angesetzt werden (vgl. §11 Abs. 2 EnWG<sup>119</sup>). Die im Netzbetrieb tatsächlich auftretende Leistungsreduktion der Anlagen berücksichtigt die aktuell im Netz herrschenden Leistungsflüsse, wodurch die tatsächlich abgeregelte Energie die planerische auch deutlich unterschreiten kann. Die Anwendung des planerischen Freiheitsgrades Spitzenkappung reduziert den Netzausbaubedarf in einspeisedominierten Netzgebieten erheblich<sup>120</sup>.

Zur Deckelung der Kosten des Netzausbaus und eine erhöhte Planungssicherheit könnten ähnliche Mechanismen für die Nutzung der neuen elektrischen Lasten geprüft werden. So wäre es möglich eine zugesicherte Mindestleistung je Anschluss für die Nutzung neuer Lasten zu gewährleisten. Die Auslegung des Netzes würde sich dann an dieser Leistung orientieren. Bei Auftreten eines Netzengpasses könnten dann die Leistungen je Anschluss auf die gewährleistete Leistung abgeregelt werden. Somit können z. B. Elektrofahrzeuge in vielen Stunden des Jahres durchaus mit einer höheren Leistung als die minimal zugesicherte Leistung geladen werden. Nur im Falle von drohenden Netzengpässen, wird die Ladeleistung entsprechend eingeschränkt. Ein möglicher Mechanismus besteht hier in der Schaffung eines Gleichzeitigkeitsregimes<sup>121</sup>. Hierbei orientiert sich die mögliche Ladeleistung auch an der Anzahl von Fahrzeugen in einem definierten Netzabschnitt. Auch der Einbezug von Wärmepumpen ist hier denkbar.

---

<sup>119</sup> Vgl. Bundesanzeiger (2017)

<sup>120</sup> Vgl. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2017)

<sup>121</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2017b)

## Schaffung technischer und regulatorischer Voraussetzungen zur Begrenzung des Netzausbaubedarfs mittels Flexibilitätsoptionen

Zur Umsetzung eines Ansatzes wie zuvor beschrieben, sind folgende technische Voraussetzungen zu diskutieren:

- Steuerbarkeit der Anlagen/ Messtechnik
- Einbindung in die Netzleittechnik

Der Einsatz von Mechanismen zur gezielten Reduzierung des Leistungsbezuges erfordert einen hohen Grad messtechnischer Erfassung des Netzzustandes, welche mit einer zunehmenden Digitalisierung des Energieversorgungssystems einhergeht. Dies ist insbesondere in der NS-Ebene keine gängige Praxis, da dies durch die klassische Versorgungsaufgabe von Lasten in der NS-Ebene häufig nicht erforderlich war. Darüber hinaus müssten ggf. Möglichkeiten geschaffen werden die Lasten entsprechend zu steuern. Der Umfang und die konkrete Umsetzung der messtechnischen Erfassung und der Steuerbarkeit sind zudem von der Wahl der Regelungsstrategie abhängig und daher im Einzelfall zu prüfen.

Neben der Steuerbarkeit und der messtechnischen Erfassung ist auch die Einbindung in die Netzleittechnik zu diskutieren. Da die Einbindung von der bereits heute bestehenden Netzleittechnik und auch von der Größe des Netzgebietes abhängig ist, kann keine pauschale Aussage über den entstehenden Aufwand getroffen werden.

Neben den technischen Voraussetzungen im Rahmen der Digitalisierung des Energieversorgungssystems gilt es auch die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu beachten. Dieser ist jedoch nicht Bestandteil dieser Studie. So gilt es zu prüfen, inwieweit die heutigen Rahmenbedingungen dazu geeignet sind, um Investitionen in die genannten Ansätze zu ermöglichen. Eine zentrale Fragestellung ist hierbei, inwieweit sich ein erhöhter betrieblicher Aufwand gegenüber Erweiterungsinvestitionen für den Netzausbau in der Regulierung abbilden lässt.

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Perspektiven auf das Energiesystem und Wechselwirkungen .....	7
Abbildung 2: Übersicht Basisszenarien und Sensitivitäten .....	12
Abbildung 3: S1 Sektorale Klimaziele - Überblick Klimaziele je Stützjahr .....	15
Abbildung 4: S4 Erhöhte Gaspreise - Vergleich Gaspreis mit Basisszenario .....	16
Abbildung 5: Historische Emissionen im EU ETS und Reduktionsziele des EU ETS .....	21
Abbildung 6: Historische Treibhausgasemissionen in Deutschland und nationale Ziele.....	22
Abbildung 7: Annahmen zur Diffusion von Wärmepumpen .....	24
Abbildung 8: Entwicklung der Nachfrage im Personen- (links) und Güterverkehr (rechts) nach Verkehrsträger ..	26
Abbildung 9: Berechnung des Investitionsbedarfs im Übertragungs- und Verteilnetz.....	34
Abbildung 10: Überblick Treibhausgasemissionen in den Basisszenarien.....	36
Abbildung 11: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor .....	38
Abbildung 12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser .....	39
Abbildung 13: Technologiemitmix Wärmebereitstellung Wohngebäude .....	41
Abbildung 14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor .....	44
Abbildung 15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Strassenverkehr .....	45
Abbildung 16: Technologiemitmix PKW-Flotte.....	46
Abbildung 17: Technologiemitmix LNF-Flotte .....	48
Abbildung 18: Technologiemitmix LKW-Flotte.....	49
Abbildung 19: Top 900 meistbefahrene Autobahnkilometer in Deutschland (LKW) .....	50
Abbildung 20: Endenergieverbrauch der Industrie.....	51
Abbildung 21: Entwicklung des Lastmanagementpotentials in der Industrie .....	53
Abbildung 22: Produktionskapazitäten in Deutschland, 2015 [in Tsd. t] .....	54
Abbildung 23: Aggregierter Endenergieverbrauch nach Energieträger .....	55
Abbildung 24: Endenergiebedarf von Gas, Wasserstoff und Ölderivaten nach Ursprung.....	56
Abbildung 25: Einsatz von PtX nach Brennstoffart (links) und Herkunft (rechts).....	57
Abbildung 26: Verteilung konzentrierter CO <sub>2</sub> -Quellen nach Branche (links) und PtX-Projektanlagen in Deutschland (Rechts).....	58
Abbildung 27: Entwicklung der Nettostromnachfrage (inkl. Leitungsverluste) .....	59
Abbildung 28: Nettostromerzeugung und -nachfrage .....	61
Abbildung 29: Nettostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.....	62

Abbildung 30: Entwicklung der installierten Leistung von EE-Anlagen .....	63
Abbildung 31: Installierte Leistung in GW - Wind Onshore und PV in NRW 2050 .....	65
Abbildung 32: Entwicklung der Spitzenlast nach Sektoren und kumulierte Spitzenlast.....	66
Abbildung 33: Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten .....	67
Abbildung 34: Entwicklung des Stromaußenhandelsaldos.....	68
Abbildung 35: Nettostromimporte und -Exporte in Szenario <i>Technologieoffen</i> .....	70
Abbildung 36: Deutsche Energieimporte zur energetischen Verwendung .....	70
Abbildung 37: S1 Sektorale Klimaziele - Emissionen nach Sektoren in 2030 und 2050 .....	72
Abbildung 38: S1 Sektorale Klimaziele - Konventionelle Stromerzeugung .....	73
Abbildung 39: S1 Sektorale Klimaziele - Synthetische Brennstoffe nach Sektor .....	73
Abbildung 40: S2 95 % Treibhausgasminderung - Überblick Treibhausgasemissionen .....	75
Abbildung 41: S2 95 % Treibhausgasminderung - Synthetische Brennstoffe nach Sektor .....	76
Abbildung 42: S2 95 % Treibhausgasminderung - Restemissionen Industrie in 2050.....	76
Abbildung 43: S3 EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen - Überblick Treibhausgasemissionen .....	78
Abbildung 44: S3 EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen - Vergleich Nettostromerzeugung .....	79
Abbildung 45: S3 EU ETS ohne Zusatzmaßnahmen - Übersicht synthetische Brennstoffe.....	80
Abbildung 46: S4 Erhöhte Gaspreise - Vergleich Endenergiebedarf Verkehr .....	81
Abbildung 47: S4 Erhöhte Gaspreise - Vergleich Fahrzeugflotte PKW .....	81
Abbildung 48: S4 Erhöhte Gaspreise - Vergleich Nettostromerzeugung .....	82
Abbildung 49: Maximal und minimal auftretende Leistungsbilanzwerte je Bundesland im Referenzszenario .....	84
Abbildung 50: Überlastete Trassen des Übertragungsnetzes .....	85
Abbildung 51: Maximal und minimal auftretende Leistungsbilanzwerte je Szenario in NRW.....	87
Abbildung 52: Überlastete Trassen des Übertragungsnetzes in den untersuchten Szenarien in NRW .....	88
Abbildung 53: geordneten Betrag des Auslastungsfaktors einer AC-Trasse im Referenzszenario .....	89
Abbildung 54: Investitionsbedarf bis 2050 je Spannungsebene in Deutschland .....	91
Abbildung 55: Investitionsbedarf in der MS- und NS-Ebene bis 2050 je Strukturklasse .....	91
Abbildung 56: Zubau installierter Leistungen dezentraler Energieerzeugungsanlagen bzw. zusätzlicher Lasten bis 2050 .....	93
Abbildung 57: Prozentualer Anteil der einzelnen Strukturklassen an der Gesamtfläche Deutschlands .....	93
Abbildung 58: Investitionsbedarf bis 2050 je Spannungsebene in den untersuchten Szenarien in NRW.....	94
Abbildung 59: Anteil der einzelnen Strukturklassen an der Gesamtfläche in NRW .....	95
Abbildung 60: Investitionsbedarf in der MS- und NS-ebene bis 2050 je Strukturklasse für NRW .....	95

Abbildung 61: Erwarteter Zubau installierter Leistungen dezentraler Energieerzeugungsanlagen bzw. zusätzlichen Lasten für NRW .....	96
Abbildung 62: Entwicklung des Gas- und Fernwärmebedarfs in den Basisszenarien .....	97
Abbildung 63: Diskontierte Mehrkosten der Zielszenarien nach Kostenart.....	102
Abbildung 64: Zusammensetzung der diskontierten Mehrkosten nach Sektoren .....	104
Abbildung 65: Vergleich der Emissionseinsparungen zwischen EEV und TO .....	105
Abbildung 66: Mehrkosten im Gebäudesektor nach Kostenart .....	105
Abbildung 67: Mehrkosten im Industriesektor nach Kostenart .....	107
Abbildung 68: Mehrkosten im Verkehrssektor nach Kostenart.....	108
Abbildung 69 Entwicklung der Endverbraucherpreise eines Einfamilienhauses.....	112
Abbildung 70: Energiebezugskosten eines Einfamilienhauses .....	114
Abbildung 71: Entwicklung der Endverbraucherpreise für Privat-PKW .....	115
Abbildung 72: Entwicklung der Energiebezugskosten für Privat-PKW .....	117
Abbildung 73: Entwicklung der Endverbraucherpreise für Zementunternehmen.....	119
Abbildung A.1: Schematische Darstellung des Gesamtenergiesystemmodells DIMENSION+.....	146
Abbildung A.2: Schematische Darstellung der Modellierung der Energiewirtschaft .....	149
Abbildung A.3: Berechnungsmethodik Netzausbaurechnung im Übertragungsnetz .....	151
Abbildung A.4: NGK der Strukturklasse der städtischen Gemeinden im Referenzszenario .....	157
Abbildung A.5: Berücksichtige Gleichzeitigkeit von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Netzplanung	160
Abbildung A.6: Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Betrieb .....	162
Abbildung A.7: Spannungsbandaufteilung für die integrierte Betrachtung im ungestörten Betrieb .....	163
Abbildung A.8: Standardnetzverstärkungsmaßnahmen im MS- und NS-Netz .....	164
Abbildung A.9: Gesamtkonzept für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs in der MS- und NS-Ebene.....	166
Abbildung B.1: Prognosen zur Bevölkerungsentwicklung .....	171
Abbildung B.2: Annahmen zu Ölpreisen .....	171
Abbildung B.3: Annahmen zu Kesselkohlepreisen .....	172
Abbildung B.4: Annahmen zu Erdgaspreisen .....	172
Abbildung B.5: Angenommene Investitionskosten für Windenergieanlagen.....	173
Abbildung B.6: Angenommene Investitionskosten für PV-Anlagen .....	173
Abbildung B.7: Angenommene Investitionskosten für Batteriespeicher .....	174

---

Abbildung B.8: Angenommene Investitionskosten für Wärmespeicher .....	174
Abbildung B.9: Angenommene Investitionskosten für Luft/Wasser-Wärmepumpen .....	175
Abbildung B.10: Angenommene Investitionskosten für Sole/Wasser-Wärmepumpen .....	175
Abbildung B.11: Angenommene Investitionskosten für Elektrolyseanlagen.....	176
Abbildung B.12: Angenommene Investitionskosten für Methanisierungsanlagen .....	176
Abbildung B.13: Importkosten synthetischer Brennstoffe von außerhalb Europas .....	178

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Anteil der Neuzulassungen von reinen Elektro-PKW .....	28
Tabelle 2: Mindestausbaupfade regenerativer Erzeugungsanlagen .....	31
Tabelle A.1: Kostenannahmen für Netzausbau .....	153
Tabelle A.2: Verwendete Regionalisierungsschlüssel .....	155
Tabelle A.3: Merkmale der Clusteranalyse für die Strukturklassen .....	156
Tabelle A.4: Betriebsfälle für die Netzplanung .....	158
Tabelle A.5: Standardbetriebsmittel für Netzverstärkungsmaßnahmen in der MS und NS .....	164
Tabelle A.6: Nennleistung für Neuanlagen gemäß Zubauprognose .....	167
Tabelle A.7: Monetäre Bewertung von Netzverstärkungsmaßnahmen .....	170
Tabelle B.1: Anteil der Neuzulassungen von reinen Elektro-LNF .....	177
Tabelle B.2: Anteil der Neuzulassungen von Oberleitungs-LKW .....	177
Tabelle B.3: Angenommene Interkonnektoren-Kapazitäten zu deutschen Nachbarländern .....	178

## LITERATURVERZEICHNIS

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. (2017). *Netzentwicklungsplan Strom, Version 2017, 2. Entwurf.*
- Acatech. (2015). *Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050".*
- AGEB e.V. (2016a). *Einzelbericht Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 2013 bis 2015.*
- AGEB e.V. (2016b). *Einzelbericht Haushalte/Verkehr 2014 - 2015.*
- AGEB e.V. (2017). *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015.*
- AGFW e.V. (2016). *AGFW - Hauptbericht 2016.*
- Agora Energiewende. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland.*
- Agora Energiewende. (2014). *Stromspeicher in der Energiewende.*
- Agora Energiewende. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics.*
- Agora Energiewende. (2016a). *Die Kosten importierter synthetischer Brenn- und Kraftstoffe bis 2050. Vorstellung (vorläufiger) Ergebnisse im Rahmen der Berliner Energietage.*
- Agora Energiewende. (2016b). *Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: Ein Kostenvergleich.*
- Agora Energiewende. (2017a). *Wärmewende 2030.*
- Agora Energiewende. (2017b). *Online EEG Rechner.* <https://www.agora-energiewende.de/en/topics/-agothem-/Produkt/produkt/130/Online+EEG-Rechner>.
- Agora Energiewende. (2017c). *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016.*
- ARGE e.V. (2016). *Studie zur aktuellen Bewertung des Wohngebäudebestands in Deutschland unter Berücksichtigung von Neubau, Sanierung und Bestandsersatz.*
- BDEW e.V. (2011). *Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz.*
- BDEW e.V. (2014). *Wie heizt Deutschland - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt.*
- BDEW e.V. (2016a). *BDEW Heizkostenvergleich Neubau.*
- BDEW e.V. (2016b). *BDEW-Strompreisanalyse November 2016.*
- BDEW e.V. (2016c). *Redispatch in Deutschland - Auswertung der Transparenzdaten.*

- BDEW e.V. (2016d). *Fakten und Argumente - Entwicklung der Energieversorgung 2015*.
- BET. (2015). *Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2024 im Auftrag der Bundesnetzagentur*.
- BMUB. (2016). *Klimaschutzplan 2050*.
- BMUB. (2017). *Projektionsbericht 2017 für Deutschland*.
- BMVI. (2015). *Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland*.
- BMVI. (2017). *Verkehr in Zahlen*.
- BMWI. (2014). *Energierferenzprognose*.
- BMWI. (2015). *Energieeffizienzstrategie Gebäude*.
- BMWI. (2017). *Klima- und Langfristszenarien*.
- Bundesanzeiger. (2017). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*.
- Bundesnetzagentur. (2015). *Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität*.
- Bundesnetzagentur. (2017). *Kraftwerkliste*.  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html).
- Bundesnetzagentur. (2017a). *Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 - 2030*.
- Bundesnetzagentur. (2017b). *Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*.
- BWE. (2012). *Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung*.
- Cigré Working Group C 6.19. (2014). *Planning and optimization methods for active distribution systems*.
- dena. (2012). *Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*.
- dena. (2016). *dena-Gebäudereport 2016 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*.
- dena. (2017). *Alternativen zur Finanzierung des EEG*.
- dena. (2017a). *Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor*.
- dena. (2017b). *Zwischenfazit: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*.

- destatis. (2013). *Gemeindeverzeichnis*.  
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Gemeindeverzeichnis.html>, zuletzt aberufen am: 13.05. 2013.
- destatis. (2016). *Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland*. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/link/tabelleErgebnis/12421-0001>, zuletzt abgerufen am: 07.12.2017.
- destatis. (2016a). *Bauen und Wohnen - Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Nichtwohngebäuden (Neubau), Lange Reihen z. T. ab 1980*.  
[https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/BautaetigkeitWohnungsbau/BaugenehmigungenNeubauPDF\\_5311105.pdf;jsessionid=1F5CEBFE89C12C1786ABA347B655408D.InternetLive?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/BautaetigkeitWohnungsbau/BaugenehmigungenNeubauPDF_5311105.pdf;jsessionid=1F5CEBFE89C12C1786ABA347B655408D.InternetLive?__blob=publicationFile) ; zuletzt abgerufen am: 05.12.2017.
- destatis. (2016b). *Gebäude und Wohnungen - Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden / Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden / Lange Reihen ab 1969 - 2016*.  
[https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/FortschreibungWohnungsbestandPDF\\_5312301.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/FortschreibungWohnungsbestandPDF_5312301.pdf?__blob=publicationFile) ; zuletzt abgerufen am: 05.12.2017.
- destatis. (2017). *Gemeindeverzeichnis*.
- Deutsche Energieagentur (dena). (2010). *dena-Netsstudie II. - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*.
- Deutscher Bundestag. (2011). *Die Beschlüsse des Bundestages am 30. Juni und 1. Juli*.  
[https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2011/34915890\\_kw26\\_angenommen\\_abgelehnt/205788](https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2011/34915890_kw26_angenommen_abgelehnt/205788).
- DEWI. (2013). *Onshore Wind Energy Potential in Germany*.
- DIKE. (2017). *DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*.
- DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (2017). *DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen - Deutsche Fassung EN 50160:2010*.
- DLR, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.
- DVGW. (2017). *Der Energie-Impuls - ein Debattenbeitrag für die nächste Phase der Energiewende*.
- Ecofys. (2016). *The waterbed effect and the EU ETS*.
- ef.Ruhr GmbH. (2016). *Begleitung Netzentwicklungsplan 2025 (NEMO V)*.
- ef.Ruhr GmbH. (2017). *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*.

e-Highway2050. (2015). *Europe's future - secure and sustainable electricity infrastructure*.

Energiestatistik NRW. (2017). *Regenerative Energien - Zielsetzung des Landes NRW*. Online verfügbar: <http://www.energiestatistik-nrw.de/themen/regenerative-energien>.

enervis energy advisors GmbH. (2017). *Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten*.

EURELECTRIC. (2017). *European electricity sector gears up for the energy transition*. <http://www.eurelectric.org/media/318381/2017-04-05-eurelectric-press-release-on-energy-transition-statement-launch-of-cep-papers-embargo-9-am-542017.pdf>.

European Commission. (2013a). *EU Energy Trends 2050*.

European Commission. (2013b). *TRACCS - Transport data collection supporting the quantitative analysis of measures relating to transport and climate change*.

European Commission. (2016). *EU Reference Scenario 2016*.

European Commission. (2016). *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and GHG Emissions - Trends to 2050*. Luxembourg.

European Commission. (2017). *Klimaschutz: Strategien und Ziele*. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_de).

European Commission. (2017a). *Emissions cap and allowances*. available at: [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap_en).

European Commission. (2017b). *Proposal for an Effort Sharing Regulation 2021-2030*. [https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/proposal\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/proposal_en).

European Commission. (2017c). *Annual emission allocations 2013-2020 and flexibilities*. [https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/framework\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/framework_en).

European Commission. (2017d). *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en).

European Environment Agency. (2017d). *EU Emissions Trading System (ETS) data viewer*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>.

Eurostat. (2017). *Bevölkerungsprognose*.

ewi Energy Research & Scenarios. (2017). *Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO<sub>2</sub>-Minderung*.

FfE. (2016). *Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien - Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017*.

- Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN). (2017). *Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad - Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen.*
- Fraunhofer ISE. (2015). *Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.*
- Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg, M-Five. (2017). *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-LKW.*
- Fraunhofer ISI, Fraunhofer IML, PTV, TU Hamburg, M-Five. (2017). *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-LKW.*
- Fraunhofer IWES. (2015). *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.*
- Fraunhofer IWES. (2017). *Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H<sub>2</sub>-Importen aus internationalen Vorzugsregionen.*
- Fraunhofer UMSICHT. (2014). *Abschlussbericht Metastudie "Energiespeicher".*
- Greenpeace International. (2015). *Energy [R]Evolution.*
- Hinz, F., Iglhaut, D., Frevel, T., & Möst, D. (2014). Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland.
- IEA. (2010). *Energy Technology Perspectives 2010.*
- IEA. (2015). *IEA Statistics - Natural Gas Information 2015.*
- IEA. (2016). *World Energy Outlook.*
- IER. (2014). *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen.*
- Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energiewirtschaft - TU Graz. (2012). *Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz.* Bundesnetzagentur.
- Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO). (2013). *Energetische Gebäudesanierung in Deutschland.*
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis. (2017). *Europe's Coal-Fired Power Plants: Rough Times Ahead.*
- Irene J. Hallof. (2013). *Das Vermieter-Mieter-Dilemma bei der energetischen Gebäudesanierung: Eine rechtliche und ökonomische Analyse.*
- Joint Research Centre - Institute for Prospective Technological Studies (IPTS). (2013). Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide.

- KBA. (2017a). *Jahresbilanz der Neuzulassungen 2016*. Online verfügbar:  
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/n\\_jahresbilanz.html?nn=644522](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/n_jahresbilanz.html?nn=644522).
- KBA. (2017b). *Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2016*.  
[https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr\\_in\\_kilometer\\_n\\_node.html;jsessionid=18C2952D3037FDC29AF398E4628DDF9B.live21303](https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometer_n_node.html;jsessionid=18C2952D3037FDC29AF398E4628DDF9B.live21303).
- Kippelt, S., Wagner, C., & Rehtanz, C. (2017). *Consideration of New Electricity Applications in Distribution Grid Expansion Planning and the Role of Flexibility*.
- Lemoine Institut. (2013). *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien*.
- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., & Ziesing, H.-J. (2016). *Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015*.
- Ludwig Bölkow-Systemtechnik GmbH. (2016). *Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels newable electricity - Europe and Germany*.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2017). *Entwicklung des Tankstellenbestandes ab 1950 in Deutschland jeweils zu Jahresbeginn*.  
<https://www.mwv.de/statistiken/tankstellenbestand/>, zuletzt abgerufen am: 15.11.2017.
- Monopolkommission. (2017). *Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden*.
- Netzentwicklungsplan Strom. (2017). *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*.
- Öko-Institut e.V. (2014). *eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz*.
- Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI. (2015). *Klimaschutzszenario 2050*.
- OTH, FENES, Energy Brainpool. (2015). *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*.
- Perino, G. (2018). *New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture*.
- r2b energy consulting GmbH. (2014). *Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen. (2017). *Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor*.
- Sonnberger, M., & Ruddat, M. (2016). *Die gesellschaftliche Wahrnehmung der Energiewende - Ergebnisse einer deutschlandweiten Repräsentativbefragung*.

- statista. (2017). *Haushalte in Deutschland*.  
<https://de.statista.com/statistik/studie/id/23572/dokument/haushalte-in-deutschland-statista-dossier/>.
- UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2016). *BEIS 2016 Fossil Fuel Price Assumptions*.
- Umweltbundesamt. (2009). *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*.
- Umweltbundesamt. (2014). *Der Weg zum klimaneutralen Gebäudebestand*.
- Umweltbundesamt. (2014). *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*.
- Umweltbundesamt. (2015). *Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien*.
- Umweltbundesamt. (2016). *Power-to-Liquids-Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel*.
- Umweltbundesamt. (2016a). *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050*.
- Umweltbundesamt. (2016b). *Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2014: Sektoren des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020*.  
<https://www.umweltbundesamt.de/bild/treibhausgas-emissionen-in-deutschland-1990-bis>.
- von der Assen, N., Müller, L., Steingrube, A., Voll, P., & Bardow, A. (2016). *Selecting CO2 Sources for CO2 Utilization by Environmental-Merit-Order Curves*.
- Wagner, C., Kittl, C., & Kippelt, S. (2017). *A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning*.
- World Nuclear Association. (2017a). *Nuclear Power in France*. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>.
- World Nuclear Association. (2017b). *Country Profiles*. <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f.aspx>.

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AC	Dreiphasenwechselstrom
Äq.	Äquivalent
BEV	Battery-electric Vehicle
BMA	Biomasseanlagen
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
DC	Gleichstrom
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Szenario Elektrifizierung Endenergieverbrauch
EFH	Einfamilienhaus
ESD	Effort Sharing Decision
ESR	Effort Sharing Regulation
EU	Europäische Union
EU ETS	EU-Emissionshandelssystem
EV	Elektrofahrzeuge
EWD	Einwohnerdichte
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf
HEV	Hybridfahrzeuge
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
INDC	Intended Nationally Determined Contributions
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen

LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
NDCs	National Determined Contributions
NEP	Netzentwicklungsplan
NGK	Netzgebietsklasse
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau
NS	Niederspannung
NWG	Nichtwohngebäude
O-LKW	Oberleitungs-LKW
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeuge
Pkm	Personenkilometer
PKW	Personenkraftwagen
PtF	Power-to-Fuel
PtG	Power-to-Gas
PtH2	Power-to-Hydrogen
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RF	Referenzszenario
TAB	Technische Anschlussbedingungen
Tkm	Tonnenkilometer
TO	Szenario Technologieoffen
UNFCC	United Nations Framework on Climate Change
WEA	Windenergieanlagen
WG	Wohngebäude
WP	Wärmepumpen
ZFH	Zweifamilienhaus

## A. METHODIK

### A.1 Optimierung des integrierten, europäischen Energiesystems mit DIMENSION+

Das Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ optimiert sektorenübergreifend die kurz- und langfristigen Bereitstellungskosten für Strom, Wärme und synthetische Brenn- und Kraftstoffe im europäischen Gesamtsystem unter Berücksichtigung der wechselseitigen Interdependenzen und gegebener politischer, regulatorischer und technologischer Rahmenbedingungen. Dabei werden die Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr detailliert abgebildet und in die Kostenoptimierung einbezogen. Alle Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes. Darüber hinaus werden die Kosten für den Ausbau und Betrieb von Strom-, Gas-, und Wärmenetzen abgebildet. Diese ergeben sich auf Basis der Höhe und Struktur des jeweiligen Angebots sowie der Nachfrage.<sup>122</sup> Das Modell ermöglicht somit eine gekoppelte Untersuchung der Strom- und Endenergiesektoren unter Einbeziehung von Infrastrukturen. Abbildung A.1 stellt die Wirkungszusammenhänge des Modells schematisch dar.

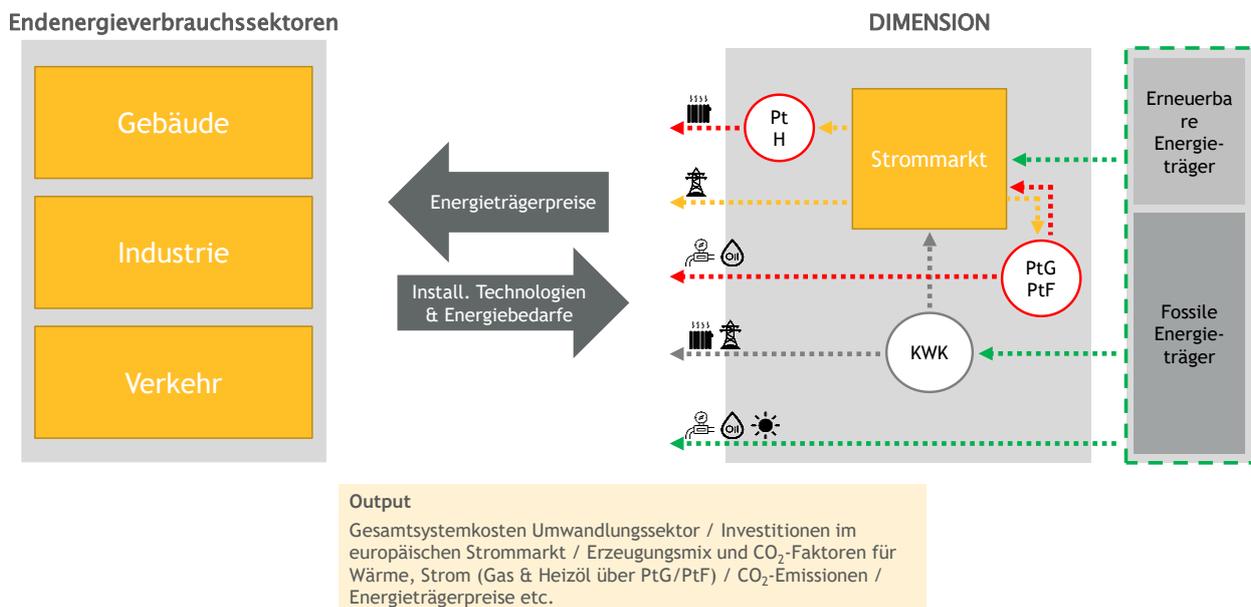


ABBILDUNG A.1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES GESAMTENERGIESYSTEMMODELLS DIMENSION+

Quellen: Eigene Darstellung

<sup>122</sup> Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Anhang 2.

## Gebäude

Für den Gebäudesektor werden die verschiedenen Anwendungsbereiche für Endenergie analog zu den Kategorien der Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen<sup>123</sup> abgebildet. Dafür wird der deutsche Gebäudebestand in die Bereiche Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG) unterteilt. Der Raumwärme- und Warmwasserbedarf wird dann je nach Gebäudeart (EFH, ZFH, MFH bzw. verschiedene NWG-Gebäude) unterschieden. Der Strom, der darüber hinaus für die weiteren Anwendungsbereiche (z. B. Beleuchtung und IKT) anfällt, wird für WG und NWG gesondert erfasst und gemäß Energieeffizienzannahmen fortgeschrieben. Es ergeben sich nach dieser Aufteilung ca. 50 Klassen von Gebäudetypen.

Das Optimierungsmodell DIMENSION+ kann nun für die verschiedenen Gebäudearten endogen sowohl in Dämmung als auch in ein neues Heizsystem investieren und hierdurch sowohl die Bedarfe an Energiemengen als auch an Energieträgern bestimmen. Heizsysteme (z. B. Gas-Brennwertkessel und Luft-Wärmepumpe) produzieren mit einem hinterlegten Wirkungsgrad Wärme aus den entsprechenden Energieträgern und können so den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser des Gebäudes decken. Die Investitionskosten für das Heizsystem sind abhängig von der Gebäudeart und erfahren im Zeitverlauf eine Kostendegression. Dämmtechnologien (teilweise und komplette Sanierung) wirken reduzierend auf den Wärmebedarf des Gebäudes und sind mit den entsprechenden Investitionskosten abhängig von der Gebäudeart hinterlegt.

Neben den Energiemengen und Energieträgern wird die Zusammensetzung der Brennstoffe aus konventionellen, biogenen oder synthetischen Brennstoffen vor dem Hintergrund des jeweiligen Treibhausgasminderungsziels endogen bestimmt.

Die Bedarfe an Wärme und Strom werden anhand ihrer Nutzungsart (Raumwärme, Warmwasser) mit Temperaturverläufen auf stündliche Endenergieverbräuche für Strom und Fernwärme (inklusive Nahwärme), sowie saisonale Nachfragen für Gas, Öl und Biomasse verteilt, welche vom Energiesystem zum entsprechenden Zeitpunkt bereitgestellt werden müssen.

## Industrie

Für die Modellierung des Industriesektors werden die energieintensivsten Prozesse explizit mit den einzelnen Produktionsschritten abgebildet, sodass auf Basis von Produktionsmengen eine konsistente Entwicklung des Energieverbrauchs, des nicht-energetischen Verbrauchs von Primärenergieträgern sowie von Prozessemissionen abgebildet werden kann. Dies umfasst die Produktionsprozesse für folgende Industrieprodukte: Stahl, Aluminium, Kupfer, Ammoniak, Chlor, Ethylen, Zement, Kalk, Glas und Papier.

Für jeden dieser Produktionsprozesse werden verschiedene Prozessrouten modelliert, die zu entsprechend unterschiedlichem Einsatz von Primär- und Sekundärenergie führen. Die Aufteilung der Produktion auf die einzelnen Prozessrouten wird für die Startjahre auf Basis von Branchendaten

---

<sup>123</sup> Vgl. AGE e.V. (2017)

gewählt und auf die AGEB Energiebilanzen 2015<sup>124</sup> kalibriert. Darauf aufbauend werden für die Zukunft exogene Entwicklungspfade angenommen, um Innovationen und technologische Entwicklungen abzubilden.

Neben den explizit modellierten Produktionsprozessen wird der übrige Energieverbrauch differenziert nach Branchen aggregiert auf Basis des angenommenen Wachstums der Bruttowertschöpfung abgebildet. Die Differenzierung der Branchen erfolgt dabei auch auf Basis der Energiebilanzen. Zusätzlich werden exogene Entwicklungspfade bei der Entwicklung der Energieeffizienz unterstellt.

Basierend auf dem modellierten Energiebedarf der Industrie wird eine Substitution der Energieträger Strom und Gas modellendogen abgebildet. Dazu wird angenommen, dass innerhalb der modellierten Produktionsprozesse gasbasierte Wärmeerzeugung mittels strombasierter Wärmeerzeugung in Form von Power-to-Heat Technologien wie z. B. Heizstäbe ersetzt werden kann. Bei der Optimierung werden prozessspezifische Substitutionspotentiale angenommen.

Mittels branchenspezifischen Lastprofilen und Verschiebepotentialen werden Lastprofile für Strom, Fernwärme (inklusive Nahwärme) und Wärme ermittelt.

### **Verkehr**

Der Verkehrssektor wird über ein umfassendes Bottom-up-Modell endogen ermittelt. Dafür wird er in Straßenverkehr (darunter PKW, LNF, LKW), Schienenverkehr, Binnenschifffahrt und Luftverkehr aufgeteilt. Insbesondere der Straßenverkehr wird detailliert abgebildet. Unter exogenen Annahmen zu Verkehrsträgerentwicklung, Fahrzeugen, Fahrleistungen, Antriebseffizienz wird die Entwicklung der Straßenverkehrstechnologien mit Hilfe eines Flottenwälzungsmodells auf Basis von Flottenbestand, Lebensdauern und Neuzulassungen pro Jahr endogen ermittelt. Die Endenergieverbräuche werden dann aus der Fahrzeugentwicklung hergeleitet und für Strom auf stündliche Ladebedarfe heruntergebrochen.

### **Energiewirtschaft**

Der aggregierte Energiebedarf der einzelnen Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell durch die Energiewirtschaft kostenminimal gedeckt. Hierbei werden sowohl die Kosten der modellendogenen Produktion von Strom-, Wärme und synthetischen Brennstoffen sowie die Beschaffungskosten für Energieträger (konventionelle, biogene, von außerhalb der EU importierte synthetische Brennstoffe) berücksichtigt. Darüber hinaus müssen Angebot- und Nachfrage für Strom- und Wärme stündlich übereinstimmen. Abbildung A.2 enthält eine schematische Darstellung des Modells der Energiewirtschaft.

---

<sup>124</sup> Vgl. AGEB e.V. (2017)

Neben der Bereitstellung von Energiemengen (Strom, Fernwärme und Energieträger) wird in DIMENSION+ für den Stromsektor auch eine gesicherte Spitzenleistung modelliert, die sich modellendogen aus der Stromnachfrage der einzelnen Anwendungen (z. B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) in den Verbrauchssektoren gemäß Nutzungsprofilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt. Dadurch wächst mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeversorgung auch die abzusichernde Spitzenlast an. Aus den sektoralen Spitzenlasten wird dann mittels Gleichzeitigkeit die sektorenübergreifende Spitzenlast aggregiert. Dieser Bedarf an Spitzenlast muss dann durch entsprechende Technologien auf der Angebotsseite gedeckt werden. Dazu zählen neben konventionellen Kraftwerken auch Speicher und Batterien sowie Maßnahmen des Demand-Side-Managements. Auf Basis historischer Daten kann Wind Offshore mit 10 % der installierten Leistung zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik und Wind Onshore keinen Beitrag leisten können.

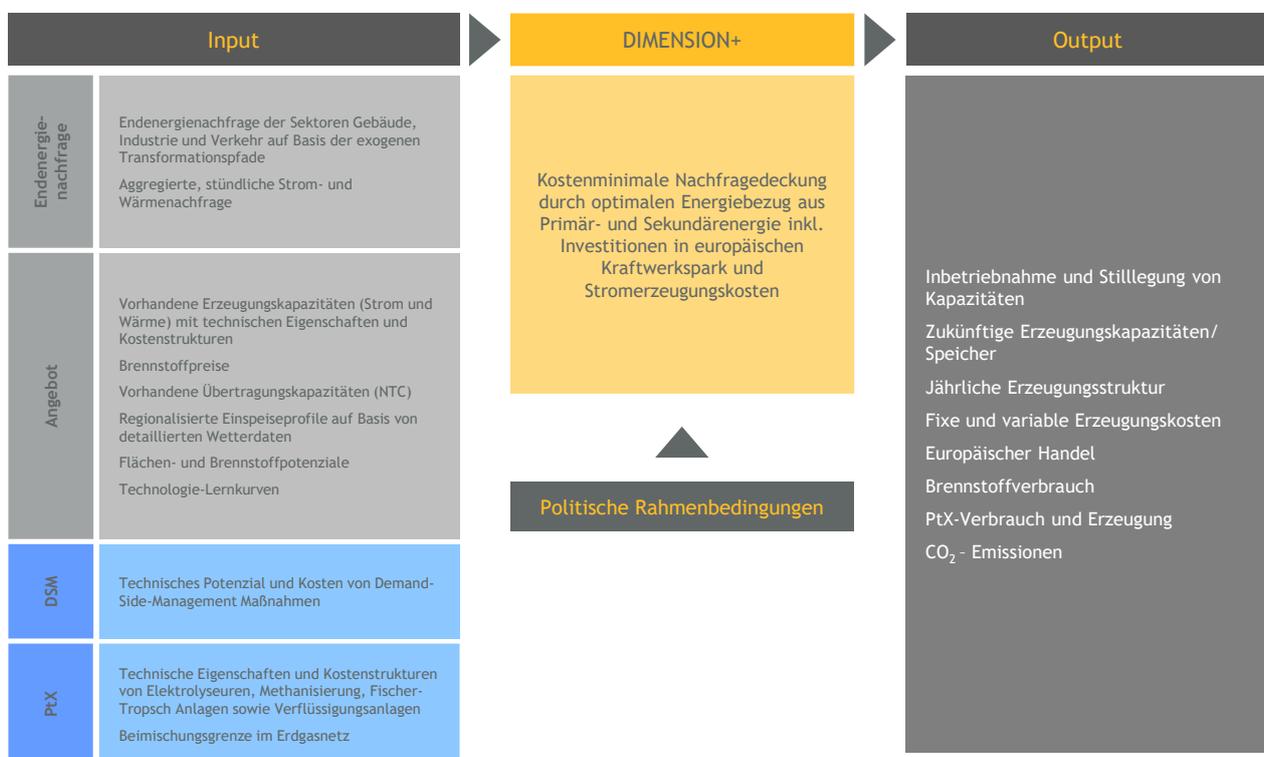


ABBILDUNG A.2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER MODELLIERUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Quellen: Eigene Darstellung

Zur Abbildung der Dunkelflaute wird unterstellt, dass für 14 Tage eine Situation mit sehr niedriger PV und Windeinspeisung vorliegt und gleichzeitig geringe Außentemperaturen herrschen. Auf Basis historischer Daten wurde ermittelt, dass Batterien in einer solchen Situation nichts zur gesicherten Leistung beitragen können, da sie nur kurzfristig und kleinere Mengen speichern können. In einer kalten Dunkelflaute ist jedoch über einen relativ langen Zeitraum ein hoher Leistungsbedarf gegeben. Ebenfalls nicht beitragen können Maßnahmen des Demand-Side-Managements. PV und

Wind können entsprechend historischer Daten mit 3 bis 10 % ihrer Leistung in der Dunkelflaute zur gesicherten Leistung beitragen. Die Nachfrageseite der Last in der Dunkelflaute ist für Haushalte gemäß einem zweiwöchigen Kältepeak modelliert, mit entsprechend höherer Heiznachfrage. Je nach Heizsystem überträgt sich diese Leistungsnachfrage in den Gas-, Fernwärme oder Strommarkt. Verkehr und Industrie benötigen in einer Dunkelflaute ihre durchschnittliche Leistung.

### **Synthetische Brennstoffe**

Zur Einhaltung der im Modell hinterlegten Treibhausgasvermeidungsoptionen können synthetische Brennstoffe eingesetzt werden und anstatt konventioneller oder biogener Kraftstoffe verwendet werden. Durch verschiedene Technologien können im Gesamtenergiesystemmodell DIMENSION+ synthetische Brennstoffe modelliert werden. Einerseits kann modellendogen in Europa in Power-to-X-Anlagen wie Elektrolyseure, Methanisierungsanlagen oder Anlagen zur Fischer-Tropsch-Synthese investiert werden. Mit Strom können dann Wasserstoff, Power-to-Gas oder verschiedene Power-to-Fuels hergestellt werden, wobei teils auch weitere Inputs wie CO<sub>2</sub> benötigt werden. Berücksichtigt ist ebenfalls, dass auch reiner Wasserstoff zu einem geringen Anteil direkt ins Gasnetz eingespeist und so der Zwischenschritt der Methanisierung entfallen kann. Neben der endogenen Herstellung innerhalb Europas besteht außerdem die Möglichkeit synthetische Brennstoffe zu Vollkosten aus dem außereuropäischen Ausland zu importieren. Mittels synthetischer Brennstoffe besteht die Möglichkeit technologieoffene Alternativen zur Minderung der Treibhausgasemissionen durch Elektrifizierung aller Sektoren zu untersuchen und zu vergleichen.

### **Modellergebnisse**

Wie in Abbildung A.2 dargestellt, können nach der Optimierung verschiedene Modellergebnisse aus DIMENSION+ ausgelesen werden. Diese umfassen neben Treibhausgasmengen in CO<sub>2</sub>-Äq. nach Sektor und nach Quellprinzip auch die Kraftwerkskapazitätsentwicklung im europäischen Strommarkt sowie sämtliche Energiemengen und -flüsse (z. B. Brennstoffeinsatz nach Kraftwerkstyp, Power-to-X-Erzeugung, Energieimporte/-exporte). Weiterhin können die entstandenen Kosten detailliert betrachtet und untersucht werden.

## A.2 Bestimmung des Netzausbaubedarfs (ef.Ruhr)

### A.2.1 Übertragungsnetz

Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsnetzebene erfolgt mittels einer iterativen Netzausbaurechnung. Die angewendete Berechnungsmethodik ist in Abbildung A.3 dargestellt. Im Folgenden werden die einzelnen Berechnungsschritte erläutert.

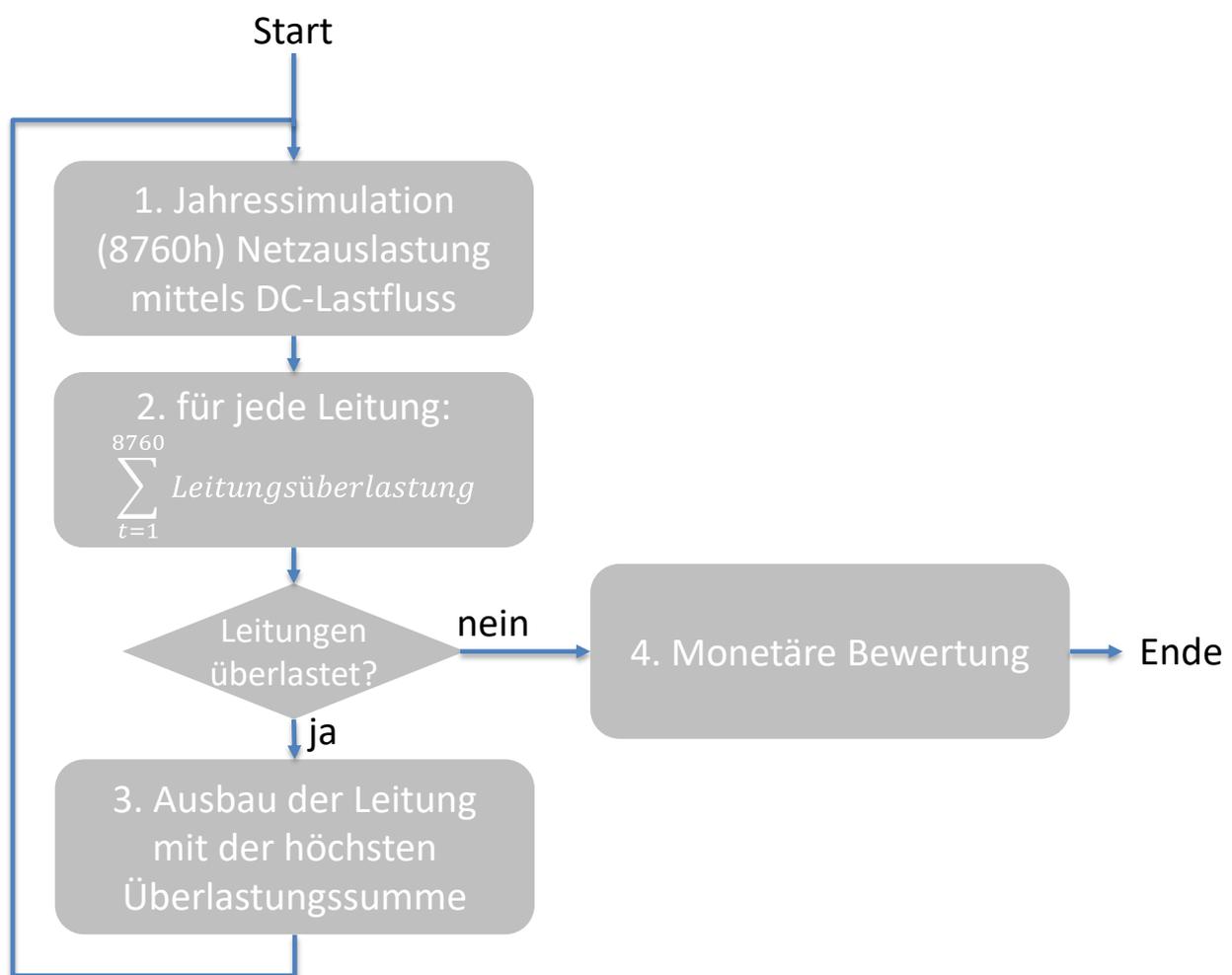


ABBILDUNG A.3: BERECHNUNGSMETHODIK NETZAUSBAURECHNUNG IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Quellen: Eigene Darstellung

## Schritt 1: Netzberechnungen

Am Anfang jeder Iteration werden im Schritt 1 die Netzberechnungen durchgeführt. Hierzu wird ein Netzmodell mit reduzierter Knotenanzahl verwendet. Das Modell bildet das deutsche Übertragungsnetz und das europäische Ausland ab und berücksichtigt die Impedanzen zwischen den modellierten Regionen. Basis für die betrachteten Ausbaumaßnahmen sind die im NEP für 2030 bzw. 2035 (für HGÜ-Leitungen) enthaltenen Maßnahmen.

Als Eingangsdaten für die Netzberechnungen dienen die Residuallastverläufe der Bundesländer und der europäischen Nachbarländer für alle 8760 Stunden eines Jahres, die auf die entsprechenden Knoten des Netzmodells verteilt werden.

Unter Verwendung der ermittelten Zeitreihen werden anhand des Netzmodells DC-Lastflussberechnungen durchgeführt. Die Zeitreihen berücksichtigen hierbei bereits den Einsatz der Spitzenkappung als Planungskriterium. Die durch die Netzberechnungen ermittelten Leistungsflüsse werden mit den thermischen Grenzströmen der Leitungen abgeglichen. Die Berücksichtigung des n-1-Kriteriums im verwendeten DC-Modell erfolgt über die Festlegung des thermischen Grenzstromes auf 70 % der Übertragungskapazität einer Trasse. Diese Form der Abschätzung von Verletzungen des n-1-Prinzips erfolgte in ähnlicher Form bereits im Gutachten NEMO II<sup>125</sup>. Für die im Netz vorhandenen HGÜ werden in jedem Zeitschritt drei unterschiedliche Betriebspunkte untersucht (+100 %, 0, -100 %). Durch Vergleich der deutschlandweit auftretenden Netzauslastung wird für jeden Zeitschritt der Betriebspunkt mit der niedrigsten Netzbelastung ausgewählt und in den folgenden Berechnungsschritten verwendet.

## Schritt 2: Jahresbetrachtung Netzauslastung

Im zweiten Schritt findet die Bewertung der Netzauslastung über das gesamte simulierte Jahr statt. Hierbei wird für jede in Deutschland vorhandene Leitung die Überlastung aller betrachteten 8760 Stunden summiert. Anhand der Jahresüberlastungssummen lässt sich die Kritikalität einer engpassbehafteten Leitung bestimmen, indem sowohl die Häufigkeit als auch die Höhe von auftretenden Überlastungen berücksichtigt werden.

Sofern in diesem Berechnungsschritt Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz festgestellt werden, findet ein Netzausbau im Rahmen von Schritt 3 statt. Falls das deutsche Übertragungsnetz als engpassfrei identifiziert wurde, wird in Schritt 4 die monetäre Bewertung vorgenommen.

## Schritt 3: Netzausbau

In Schritt 3 wird im Übertragungsnetzmodell ein Netzausbau durchgeführt, indem die Trasse mit der höchsten Jahresüberlastungssumme verstärkt wird. Je nach Ausbauzustand des Netzes wird entweder ein Neubau einer 380 kV Trasse in einer bestehenden 220 kV Trasse, eine Umbeseilung vorhandener 380 kV Stromkreise der engpassbehafteten Trasse mit erhöhter Stromtragfähigkeit

---

<sup>125</sup> Vgl. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energiewirtschaft - TU Graz (2012)

oder die Ergänzung eines neuen 380 kV Stromkreises auf der engpassbehafteten Trasse als Neubau durchgeführt.

Als Standardbetriebsmittel für den Netzausbau werden Leiterseile mit einer Stromtragfähigkeit von max. 3,6 kA pro Stromkreis verwendet. Eine Betrachtung von Redispatch zum Engpassmanagement wird nicht durchgeführt.

Im Anschluss an jeden Netzausbauschnitt wird das veränderte Netzmodell entsprechend der Iterationsschleife in Schritt 1 erneut mittels Lastflussrechnungen auf Netzengpässe untersucht.

#### Schritt 4: Monetäre Bewertung

Im Rahmen der monetären Bewertung werden die in Tabelle A.1 dargestellten spezifischen Kostenannahmen gemäß NEP verwendet.

**TABELLE A.1: KOSTENANNAHMEN FÜR NETZAUSBAU<sup>126</sup>**

Maßnahme	Investitionskosten	Einheit	Bemerkung
Neubau 380 kV Trasse in bestehender 220 kV Trasse, Doppelleitung	1,6	Mio. € / km	Inkl. Rückbau der bestehenden Trasse
Umbeseilung vorhandener 380 kV	0,2	Mio. € / km	Auf Bestandsleitung pro Stromkreis
380 kV Neubau in Doppelleitung	1,5	Mio. € / km	Neubautrasse
Neubau HGÜ-Erdkabel	4,0	Mio. € / km	Neubautrasse mit 2 GW bei durchschnittlichen Gegebenheiten

Die gesamten Netzausbaukosten für das betrachtete Szenario ergeben sich durch Summierung der ermittelten Netzausbaukosten mit den Netzausbaukosten gemäß NEP, sowie der Kosten für die HGÜ-Maßnahmen gemäß NEP.

<sup>126</sup> Vgl. Netzentwicklungsplan Strom (2017)

## A.2.2 Verteilnetz

### Regionalisierung und Clusterung

Für die Bewertung der Aufnahmefähigkeit auf Verteilnetzebene gilt es zunächst die regionale Versorgungsaufgabe in den jeweiligen Netzgebieten zu ermitteln. Dabei sollen sowohl der Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen als auch die Berücksichtigung der neuen elektrischen Lasten durch die sogenannte Sektorenkopplung betrachtet werden. In einem ersten Schritt werden die deutschlandweiten Zubauleistungen für die entsprechenden Treiber in dem jeweiligen Szenario ermittelt. Diese ergeben sich aus der Differenz der bereits heute installierten Leistung und der Prognose für das Betrachtungsjahr 2050 in dem jeweiligen Bundesland. Die im Rahmen der Studie wesentlichen identifizierten Treiber zur Bewertung der zukünftigen Versorgungsaufgabe der Verteilnetze sind:

- Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen)
- Windenergieanlagen (WEA)
- Biomasseanlagen (BMA)
- Elektrofahrzeuge (EV)
- Wärmepumpen (WP)

Darüber hinaus gilt es auch im Bereich Elektrofahrzeugen die Möglichkeit von Schnellladesäulen in die Betrachtung zu integrieren. Der zukünftige Ausbau der Schnelllade-Infrastruktur hängt von vielen Faktoren wie z. B. der Reichweite der Fahrzeuge, der Ladeleistung im privaten Bereich oder auch den entwickelten Geschäftsmodellen ab. Im Rahmen der Studie richtet sich die prognostizierte Anzahl zum einen nach der Anzahl der prognostizierten Elektrofahrzeuge und zum anderen der heutigen Anzahl von Tankstellen in Deutschland.

Hierbei wird unterstellt, dass die Entwicklung der Schnelllade-Infrastruktur durch die sich bis heute entwickelte Infrastruktur des Tankstellensystems gedeckelt wird. Darüber hinaus wird unter Berücksichtigung der Konkurrenz von Schnellladesäulen zur Ladung im privaten Bereich eine durchschnittliche Anzahl von vier Zapfsäulen unterstellt. Im Jahr 2017 sind ca. 14.500 Tankstellen in Deutschland vorhanden. Folglich ergeben sich für die Betrachtung von Schnellladesäulen für die Elektromobilität eine maximale Anzahl von ca. 58.000 Ladesäulen<sup>127</sup>. Hierbei gilt es zu beachten, dass hier von Schnellladesäulen mit einer Leistung ab 150 kW ausgegangen wird. Werden geringe Leistungen pro Ladesäule verwendet kann entsprechend von einer höheren Anzahl von Ladesäulen ausgegangen werden. Für die Bewertung des Anschlusses wird im Rahmen der Netzplanung davon ausgegangen, dass der Leistungsbezug mehrerer Ladesäulen kleinerer Leistungen, dem Leistungsbezug einer Ladesäule mit größerer Leistung entspricht. Im jeweiligen Szenario wird anschließend geprüft, inwieweit der heutige Bestand an privaten PKW durch die Elektromobilität substituiert

---

127 Vgl. Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2017)

wird. Dieser Substitutionsanteil ergibt, durch Multiplikation mit der maximalen Anzahl von Schnellladesäulen, die Anzahl von Schnellladesäulen im entsprechenden Szenario.

Zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe auf Verteilnetzebene ist die Betrachtung Deutschlands oder eines Bundeslandes nicht detailliert genug. Daher werden die entsprechenden Zubauprognosen auf die Gemeindeebene heruntergebrochen. Dies erfolgt anhand von definierten Regionalisierungsfaktoren, welche auf öffentlich zugänglichen Quellen basieren<sup>128</sup>. Die im Rahmen dieser Studie verwendeten Regionalisierungsfaktoren sind in Tabelle A.2 zusammengefasst.

**TABELLE A.2: VERWENDETE REGIONALISIERUNGSSCHLÜSSEL<sup>129</sup>**

Treiber	Regionalisierungsschlüssel
PV	Einwohnerzahl
WEA	Landwirtschaftsflächen
BMA	Landwirtschaftsflächen
	Zubau bis zur Grenze von 10 Mio. EV für DE: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anzahl Ein- und Zweifamilienhäuser</li> </ul>
EV	Weiterer Zubau: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anzahl Ein- und Zweifamilienhäuser</li> <li>▪ Einwohnerzahl</li> </ul>
Schnellladesäulen	Verkehrsflächen (Straße, Weg, Platz)
WP	Einwohnerzahl

Basierend auf den gemeindeschaffen Prognosen können ähnliche Versorgungsaufgaben der Gemeinden identifiziert und diese Gemeinden in einer sogenannten Netzgebietsklasse (NGK) zusammengefasst werden. Hierbei bildet eine NGK eine typische Versorgungsaufgabe auf der Gemeindeebene ab. Somit ist es möglich durch die Untersuchung einer Gemeinde auch Rückschlüsse auf das Verhalten der anderen Gemeinden innerhalb einer NGK abzuleiten.

<sup>128</sup> Vgl. destatis (2013)

<sup>129</sup> Vgl. destatis (2013)

Zur Beschreibung der Lastsituation eines Netzgebietes werden alle deutschen Gemeinden zunächst anhand des Strukturmerkmals der Einwohnerdichte (EWD) analysiert. Es ergeben sich drei wesentliche Strukturklassen auf Gemeindeebene:

- städtische Gemeinden
- halbstädtische Gemeinden
- ländliche Gemeinden

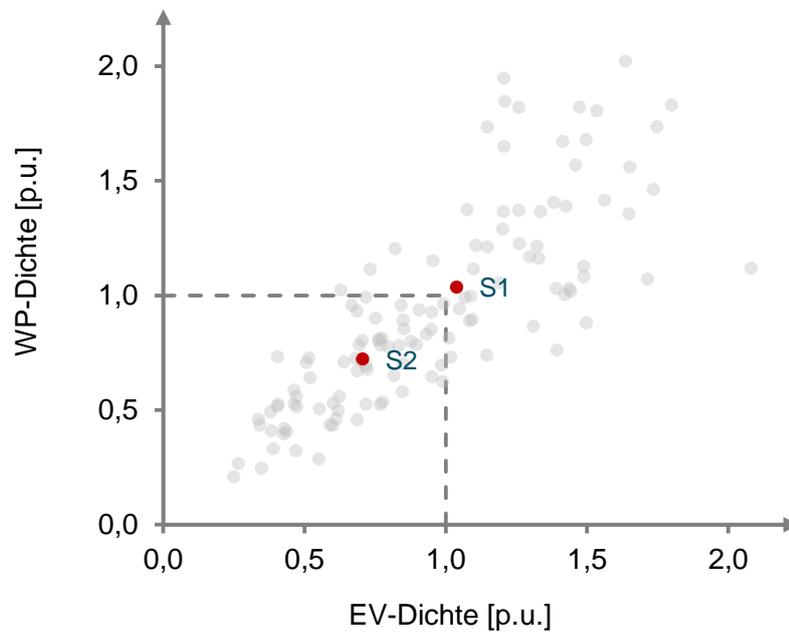
Innerhalb dieser Strukturklassen erfolgt eine Clusteranalyse basierend auf den zuvor beschriebenen Prognosen einer jeden Gemeinde. Da die Versorgungsaufgabe in städtischen Gebieten sich von der in ländlichen Gebieten unterscheidet, sind auch die herangezogenen Merkmale für die Clusteranalyse unterschiedlich. Darüber hinaus gilt es zur Vergleichbarkeit unterschiedlicher Gemeinden auch deren Fläche und damit deren Größe einzubeziehen. Daher werden die berücksichtigten Merkmale flächenbezogen und damit als Dichte ausgewiesen und bewertet.

Tabelle A.3 fasst die berücksichtigten Merkmale für die drei Strukturklassen zusammen.

**TABELLE A.3: MERKMALE DER CLUSTERANALYSE FÜR DIE STRUKTURKLASSEN**

Strukturklasse	Merkmale der Clusteranalyse
städtisch	WP-Dichte EV-Dichte
halbstädtisch	Maximum aus WP-Dichte und EV-Dichte Maximum aus PV-Dichte und WEA-Dichte
ländlich	PV-Dichte und WEA-Dichte

Abbildung A.4 zeigt exemplarisch das Ergebnis der Clusteranalyse für städtische Gemeinden in Deutschland für das RF. Die dargestellte graue Punktwolke stellt zunächst alle städtischen Gemeinden dar. Diese werden hinsichtlich der WP-Dichte und EV-Dichte unterschieden und einem der beiden gebildeten Cluster S1 oder S2 zugewiesen.



**ABBILDUNG A.4: NGK DER STRUKTURKLASSE DER STÄDTISCHEN GEMEINDEN IM REFERENZSZENARIO**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Zuteilung einer Gemeinde zu einem Cluster ergibt sich über den Vergleich der jeweiligen Leistungsdichte mit der durchschnittlichen Leistungsdichte aller städtischen Gemeinden. Die durchschnittliche Leistungsdichte entspricht in der Darstellung 1 p.u.. Weist eine Gemeinde eine überdurchschnittliche WP-Dichte oder EV-Dichte auf, wird diese der NGK S1 zugewiesen. Bei einer unterdurchschnittlichen Prägung wird die Gemeinde entsprechend der NGK S2 zugewiesen. Die Schwerpunkte der gebildeten Cluster sind in der Abbildung rot eingefärbt. Ein analoges Vorgehen erfolgt für die weiteren Strukturklassen und die Szenarien *TO* und *EEV*.

Basierend auf der Clusteranalyse werden in den gebildeten NGK jeweils repräsentative Netzstrukturen untersucht. Die dort ermittelten Ergebnisse können dann auf die gesamte NGK hochgerechnet werden. Durch die Zusammensetzung der NGK in Deutschland und auch in NRW können folglich Aussagen über den Investitionsbedarf getroffen werden.

### Planungsgrundsätze für die NS- und MS-Ebene

#### Betriebsfälle für die Netzplanung

Die Planung elektrischer Versorgungsnetze muss für eine Vielzahl an Einspeise- und Lastszenarien, eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität gewährleisten. Aus diesem Grund werden die Netze für extreme Belastungssituationen dimensioniert. Zur Dimensionierung von NS- und MS-Netzen werden für die auslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle die Skalierungsfaktoren nach Tabelle A.4 angesetzt.

TABELLE A.4: BETRIEBSFÄLLE FÜR DIE NETZPLANUNG

	MS		NS	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	100 %	30 %	100 %	20 %
WEA	0 %	100 %	-	-
PV-Anlagen	0 %	85 %	0 %	85 %
BMA	0 %	100 %	0 %	100 %

### Berücksichtigung der Spitzenkappung

Im Rahmen der Analyse wird vom flächendeckenden Einsatz vor Spitzenkappung (vgl. §11 Abs. 2 EnWG<sup>130</sup>) angenommen. Auf Grund der hohen Unsicherheit des zukünftig verwendeten Ansatzes zur Umsetzung der Spitzenkappung sowie der zu erwartenden Diversität der Umsetzungsvarianten unterschiedlicher Netzbetreiber wird der konservative Ansatz der pauschalen Spitzenkappung verwendet. Es werden die nachstehenden, im Zuge des FNN-Hinweises: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad<sup>131</sup> ermittelten, pauschalen Kappungsfaktoren zugrunde gelegt. Die Einspeiseleistung wird im auslegungsrelevanten Rückspeisefall entsprechend wie folgt beschränkt.

- PV-Anlagen: Spitzenkappung auf 70 % der installierten Leistung
- WEA: Spitzenkappung auf 84 % der installierten Leistung

Die Ermittlung der Reduktionsfaktoren erfolgte dabei durch die Analyse von Jahreslastgängen. Es wurden Jahreslastgänge von flächendeckend über Deutschland verteilten WEA und PV-Anlagen unterschiedlicher Anschluss-Spannungsebenen (HS bis NS) sowie aus mehreren Jahren untersucht<sup>132</sup>.

### Berücksichtigung der Sektorenkopplung in der Netzplanung

Das Ziel einer weitgehend dekarbonisierten Gesellschaft lässt sich nicht allein durch eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromerzeugung erreichen. Vielmehr ist es notwendig, fossile Energieträger auch in anderen Sektoren, insbesondere im Wärme- und Mobilitätssektor durch CO<sub>2</sub>-arme Anwendungen zu substituieren. Diese Entwicklung macht sich aktuell vor allem im Voranschreiten der Elektromobilität und einem steigenden Anteil an WP bemerkbar. Dies kann besonders in Verteilnetzen zu einer veränderten Netzbelastung und ggf. zu weiterem Netzausbaubedarf führen.

Die konkrete Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in der Netzplanung ist von der Anzahl der im Netz installierten Einheiten abhängig. So muss in NS-Netzen beispielsweise bei einer geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen von simultanen Ladevorgängen aller Einheiten

<sup>130</sup> Vgl. Bundesanzeiger (2017)

<sup>131</sup> Vgl. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2017)

<sup>132</sup> Vgl. Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN) (2017)

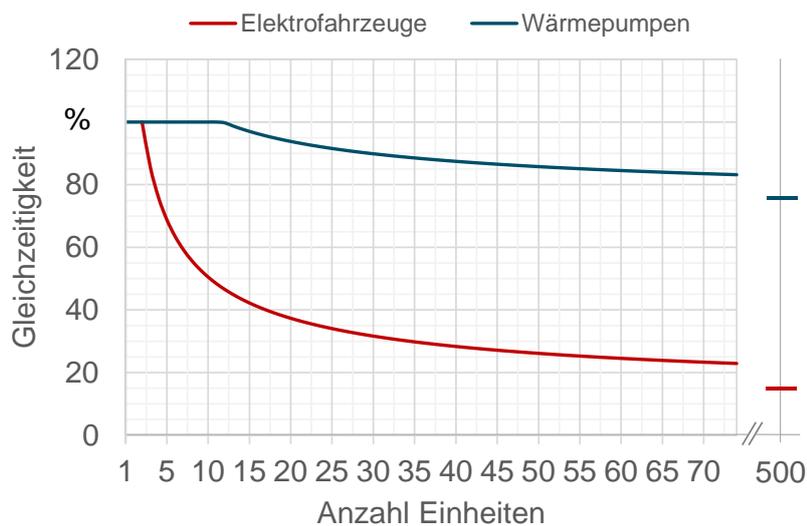
bzw. einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge ausgegangen werden. Bei einer höheren Anzahl von Fahrzeugen, beispielsweise in Mittelspannungsnetzen, können hingegen große Durchmischungseffekte beobachtet werden und eine geringere Gleichzeitigkeit in der Netzplanung angesetzt werden. Dieser Effekt wird in der Netzplanung üblicherweise in Form einer sog. Gleichzeitigkeitsfunktion berücksichtigt. In der vorliegenden Analyse werden die in Abbildung A.5 dargestellten Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Netzplanung in Abhängigkeit der Anlagenzahl verwendet. Hierbei wird ein rein stochastisches Ladeverhalten der Elektromobilität unterstellt. Grundsätzlich ist bei der Betrachtung des Ladeverhaltens auch die Bewertung eines marktorientierten oder netzdienlichen Betriebsverhaltens möglich. Im Falle einer marktorientierten Betriebsweise würde sich durch ein entsprechendes Marktsignal eine anzusetzende Gleichzeitigkeit in der Netzplanung von eins ergeben. Im Falle einer netzdienlichen Betriebsweise besteht hingegen die Möglichkeit die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu reduzieren. Dies setzt jedoch die Eingriffsmöglichkeit durch z. B. den Verteilnetzbetreiber voraus.

Neben der Bewertung der Gleichzeitigkeit gilt es zudem die anzusetzende Leistung zu definieren, da das Zusammenspiel von Gleichzeitigkeit und Leistung für die Auslegung der Netze entscheidend ist. Hinsichtlich der zu berücksichtigenden Leistung sind insbesondere bei der Elektromobilität die geltenden TAB für das private Laden zu beachten. Lasten ab einer Nennleistung von 12 kW sind hier anmeldepflichtig<sup>133</sup>. Bei einer entsprechenden Sicherung ergibt sich für ein Elektrofahrzeug eine dreiphasige Ladeleistung von 11 kW, welche folglich derzeit nicht angemeldet werden müsste. Ladeleistungen von 22 kW sind jedoch im Bereich des privaten Ladens ebenfalls möglich, wenngleich diese eine Anmeldung erfordern. Im Rahmen dieser Studie wird von einer Ladeleistung von 11 kW bei stochastischem Ladeverhalten für die Netzplanung ausgegangen. Die sich ergebende Leistung kann jedoch auch als eine höhere Ladeleistung (z. B. 22 kW) mit einer entsprechenden Eingriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber interpretiert werden.

---

<sup>133</sup> Vgl. BDEW e.V. (2011)

Für die Schnellladesäulen öffentlicher Ladestrukturen, wie beispielsweise im Jahr 2050 verbreitete (Strom-)Tankstellen, muss hingehen von einer hohen Gleichzeitigkeit ausgegangen werden, da dort zwar mit hoher Leistung geladen wird, diese sich aber auf wenige Anschlüsse verteilt. Es wird daher eine Gleichzeitigkeit von eins für diese angenommen.



**ABBILDUNG A.5: BERÜCKSICHTIGTE GLEICHZEITIGKEIT VON ELEKTROFAHRZEUGEN UND WÄRMEPUMPEN IN DER NETZPLANUNG**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Kippelt, Wagner, & Rehtanz (2017) und ef.Ruhr GmbH (2017)

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren werden mittels einer Monte-Carlo-Analyse aus simulierten Lastgängen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (allgemein: Flexibilitätsoptionen) ermittelt. Dazu werden zunächst  $n$  zufällige Jahreslastgänge simulierter Flexibilitätsoptionen ausgewählt und deren gemeinsame Gleichzeitigkeit ermittelt. Durch häufiges Wiederholen dieses Vorgangs ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit von  $n$  Flexibilitätsoptionen eines bestimmten Typs. Anschließend wird das 95 %-Quantil dieser Verteilung bestimmt und als in der Netzplanung zu berücksichtigende Gleichzeitigkeit genutzt. Durch Variation der Anzahl  $n$  kann anschließend die Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt werden<sup>134</sup>.

Es wird die Annahme getroffen, dass die zusätzliche Last im auslegungsrelevanten Starklastfall durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeitgleich zur bisherigen Spitzenlast auftritt. Die in der nachfolgenden Analyse angenommene Spitzenlast je Netz ergibt sich daher aus der Summe der bisherigen Spitzenlast des Netzes und der, unter Berücksichtigung der geltenden Gleichzeitig-

<sup>134</sup> Vgl. Kippelt, Wagner, & Rehtanz (2017)

keitsfaktoren anliegenden, zusätzlichen Last von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Schnellladesäulen. Im auslegungsrelevanten Rückspeisefall wird sowohl für Elektrofahrzeuge als auch für Wärmepumpen und Schnellladesäulen ein Gleichzeitigkeitsfaktor von Null und damit keine zusätzliche Last zugrunde gelegt.

Diese Form der Netzplanung geht jedoch davon aus, dass die einzelnen Lastspitzen aller Verbrauchertypen (z. B. Haushaltskunden, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) zeitlich aufeinandertreffen. Für Flexibilitätsoptionen, die mit hoher Sicherheit einem bestimmten Verbrauchsmuster folgen kann dies zur Überdimensionierung des jeweiligen Verteilnetzes führen. Es wurde beispielsweise basierend auf simulierten Jahreslastgängen festgestellt, dass die Lastspitze des aggregierten Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen zeitlich ca. eine bis zwei Stunden hinter der Spitzenlast des Standardlastprofils für Haushaltskunden liegt<sup>135</sup>. Auch können innovative Regelungskonzepte oder Ladestrategien die Gleichzeitigkeit zukünftiger Stromanwendungen beeinflussen. Auf Grund des naturgemäßen mangels an ausreichend belastbaren Erfahrungswerten zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird im Sinne einer sicheren Netzplanung der oben beschriebene (konservative) Planungsansatz gemäß dem aktuellen Stand der Praxis<sup>136</sup> in der nachfolgenden Analyse verfolgt.

#### Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen

Für die im Abschnitt „Betriebsfälle“ beschriebenen Annahmen der Last- und Einspeisekonfigurationen werden für die Netznutzungsfälle Starklastfall und Rückspeisefall Leistungsflussberechnungen in den Netzen durchgeführt. Mithilfe der Berechnungsergebnisse können notwendige Netzausbaumaßnahmen identifiziert werden, indem Grenzwertverletzungen

- der thermischen Betriebsmittelbelastung und / oder
- der Knotenspannungen

identifiziert werden. Hierbei wird zwischen den einzelnen Spannungsebenen und den zugrunde gelegten Netznutzungsfällen unterschieden.

#### Thermische Betriebsmittelbelastungen in der MS- / NS-Ebene

In der MS-Ebene ist lediglich die n-1-sichere Versorgung der Verbraucher ein angewandter Planungsgrundsatz. Im ungestörten Starklastfall muss daher eine ausreichende Reserve vorgehalten werden. Bei den HS/MS-Transformatoren sowie bei den MS-Leitungen wird eine Belastbarkeit von 100 % der Bemessungsscheinleistung im n-1-Fall zugelassen, weshalb sich für den Normalbetrieb eine maximale Belastung von 50 % ergibt. Der n-1-sichere Netzanschluss von dezentralen Energieerzeugungsanlagen ist jedoch derzeit kein Planungsgrundsatz, weshalb im ungestörten Rückspeisefall eine Belastung von 100 % zulässig ist.

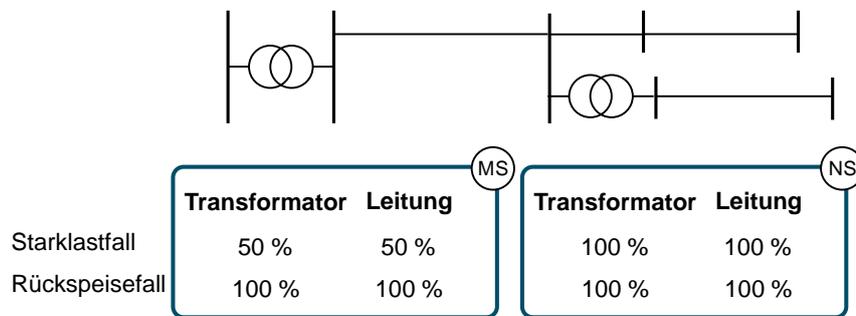
In der NS-Ebene ist der n-1-sichere Anschluss sowohl von Verbrauchern, als auch von dezentralen Energieerzeugungsanlagen kein angewandter Planungsgrundsatz. Deshalb können alle Betriebs-

---

<sup>135</sup> Vgl. Kippelt, Wagner, & Rehtanz (2017)

<sup>136</sup> Vgl. Cigré Working Group C 6.19 (2014)

mittel in der NS-Ebene mit bis zu 100 % ihrer Bemessungsscheinleistung belastet werden. Zusammenfassend sind in Abbildung A.6 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen an einem Beispielnetz illustriert.



**ABBILDUNG A.6: ZULÄSSIGE BETRIEBSMITTELBELASTUNGEN IM UNGESTÖRTEN BETRIEB**

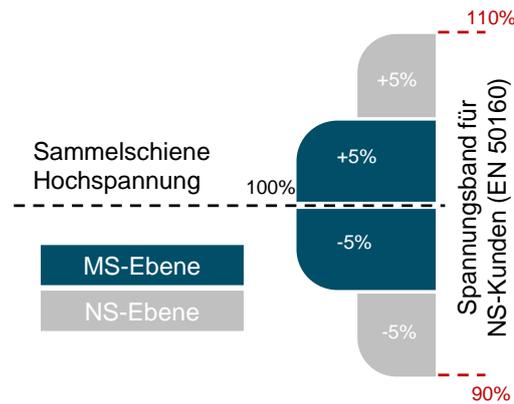
Quelle: Eigene Darstellung

#### Aufteilung des Spannungsbandes in der MS- / NS-Ebene

Die EN 50160 beschreibt die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität beim Verbraucher. Die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden beträgt nach EN 50160  $\pm 10\%$  der Nennspannung. Das Spannungsband von  $U_N \pm 10\%$  wird vom Verteilnetzbetreiber auf die NS- und die MS-Ebene aufgeteilt<sup>137</sup>. Die Betrachtung der Umspannebene erfolgt in dieser Studie integriert zur Unterspannungsebene der Umspannebene (Bspw. NS-Netz zusammen mit MS/NS-Umspannebene), wodurch ein effizienterer Netzausbau erzielt wird<sup>138</sup>. Die resultierende Aufteilung des Spannungsbandes ist in Abbildung A.7 dargestellt.

<sup>137</sup> Vgl. DIKE (2017)

<sup>138</sup> Vgl. ef.Ruhr GmbH (2017)



**ABBILDUNG A.7: SPANNUNGSBANDAUFTEILUNG FÜR DIE INTEGRIERTE BETRACHTUNG IM UNGESTÖRTEN BETRIEB**

Quellen: Eigene Darstellung

Durch die integrierte Betrachtung von Netz- und Umspannebenen hat die Einstellung des Transformatorstufenstellers einen wesentlichen Einfluss darauf, ob die Spannungsgrenzwerte verletzt und damit Netzausbaumaßnahmen notwendig werden oder nicht. Deshalb wird in dieser Studie mithilfe eines heuristischen Ansatzes (siehe Abschnitt „Ermittlung des Netzausbaubedarfs innerhalb der Energienetze“) versucht diese individuell zu optimieren, um einen minimalen Netzausbaubedarf zu erzielen. Dabei werden verschiedene Kriterien und Randbedingungen berücksichtigt.

Netzausbauvarianten in der NS- und MS-Ebene

Erforderliche Netzausbaumaßnahmen in der MS- und NS-Ebene können entweder durch Verletzung der Spannungsgrenzwerte oder unzulässig hohe Betriebsmittelbelastung verursacht werden.

Treten thermische Überlastungen an Leitungen und Transformatoren auf, werden diese Betriebsmittel ersetzt oder durch ein weiteres Identisches verstärkt. Ob ein Betriebsmittel ersetzt oder verstärkt wird, entscheidet sich nach den Standardbetriebsmittelparametern in Tabelle A.5. Vorhandene Betriebsmittel werden maximal durch ein weiteres, gleiches Betriebsmittel verstärkt. Reicht die Kapazität dann noch nicht aus, werden sie durch eine beliebige Anzahl von parallelen Standardbetriebsmitteln ersetzt, bis keine Überlastung mehr auftritt.

TABELLE A.5: STANDARDBETRIEBSMITTEL FÜR NETZVERSTÄRKUNGSMAßNAHMEN IN DER MS UND NS

	Betriebsmittel	$S_N$ oder $I_N$	
	Kabel	NA2XS2Y 3x1x185	361 A
MS	HS/MS-Transformator	- - -	40 MVA
	Abgangsfeld	- - -	- - -
NS	Kabel	NAYY 4x150	270 A
	MS/NS-Transformator	- - -	630 kVA

Die Standard-Netzausbauvarianten für spannungsbedingten Netzausbau werden am Beispiel von NS-Strahlennetzen und offen betriebenen MS-Ringnetzen dargestellt, können allerdings auch auf andere Netzstrukturen übertragen werden.

Für den Standardnetzausbau im Fall von Spannungsbandverletzungen wird eine Strangauftrennung bei zwei Dritteln der Distanz zwischen der sekundärseitigen Sammelschiene des Transformators und dem am weitesten entfernten kritischen Knoten durchgeführt. Durch diese Strangauftrennung wird der Leistungsfluss über die Längsimpedanz der Leitungen verringert und somit ein kritischer Strang in zwei unkritische Stränge überführt, was in Abbildung A.8 bildlich am Beispiel von NS-Strahlennetzen und offen betriebenen MS-Ringnetzen dargestellt ist. Sollte diese Strangauftrennung nicht ausreichen, würde sofern möglich und sinnvoll eine weitere Strangauftrennung vorgenommen werden, anderenfalls wird die in Abbildung A.8 blau gezeichnete Leitung durch weitere parallele Standardbetriebsmittel verstärkt. Eine entsprechende Anzahl neu zu errichtender Abgangsfelder wird ebenfalls berücksichtigt.

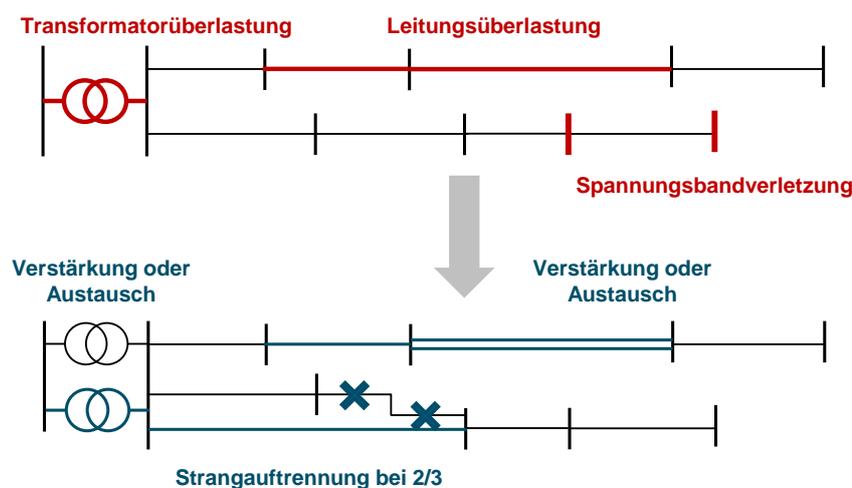


ABBILDUNG A.8: STANDARDNETZVERSTÄRKUNGSMAßNAHMEN IM MS- UND NS-NETZ

Quelle: Eigene Darstellung

## Ermittlung des Netzausbaubedarfs innerhalb der Energienetze

Die Bewertung des Netzausbaubedarfs der MS- und NS-Netze erfolgt durch Verwendung der vorgestellten Netzverstärkungsmaßnahmen entsprechend eines automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses.<sup>139</sup> Durch die verwendete Methodik wird die Ermittlung des Netzausbaubedarfs nachvollzieh- und reproduzierbar, da neben definierten objektiven Auslösern des Netzausbaubedarfs (Abschnitt „Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen“) und standardisierten Ausbaumaßnahmen (Abschnitt „Netzausbauvarianten in der NS- und MS- Ebene“) auch standardisierte Handlungsschritte und festgelegte Handlungsabfolgen angewendet werden. Zusätzlich erfolgt die Analyse jedes Netzes als Detailanalyse, d. h. es werden keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie vorgenommen. Abbildung A.9 zeigt das übergeordnete Ablaufdiagramm des in dieser Studie angesetzten Prozesses<sup>140</sup>, dessen wesentliche Prozessschritte im Sinne eines besseren Verständnisses nachfolgend kurz erläutert werden. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf die entsprechende Literatur verwiesen<sup>141</sup>.

Ausgangspunkt der Detailanalyse in allen Szenarien sind 50 Modellnetze der MS-Ebene und 105 Modellnetze der NS-Ebene, die in einem einheitlichen Knoten- und Kanten-Format überführt wurden. Die analysierten Modellnetze umfassen repräsentative Netzdaten, welche unterschiedliche Versorgungsaufgaben abbilden. Die ausgewählten Modellnetze basieren auf typischen Netzstrukturen, öffentlich zugänglichen Daten und sind anhand von diversen Netzstudien validiert worden<sup>142</sup>. Im ersten Prozessschritt (1) wird in dem Netz die Versorgungsaufgabe des unterstellten Szenarios hergestellt. Hierzu wird dem Netz die prognostizierte Zubauleistung von Last- und Erzeugungsanlagen zugewiesen. An dieser Stelle findet die Transformation der Daten von politischen Gemeinden (siehe Abschnitt „Regionalisierung und Clusterung“) auf Netze statt, deren Grenzen in der Regel nicht deckungsgleich sind. Insbesondere in höheren Netzebenen kann es vorkommen, dass die Knoten eines Netzes in mehreren politischen Gemeinden liegen. Anders herum kann es sein, dass eine Gemeinde durch verschiedene Netze versorgt wird. Letzteres ist insbesondere in der NS-Ebenen oft der Fall. Entsprechend wird zunächst der Anteil des Netzes an der jeweiligen Gemeinden ermittelt und anschließend die Prognose(n) dem Netz im Rahmen der Möglichkeiten regional korrekt zugewiesen. Hierbei wird auch die statistische Verteilung der Anlagen unterschiedlicher Energieträger auf die Netzebenen berücksichtigt.

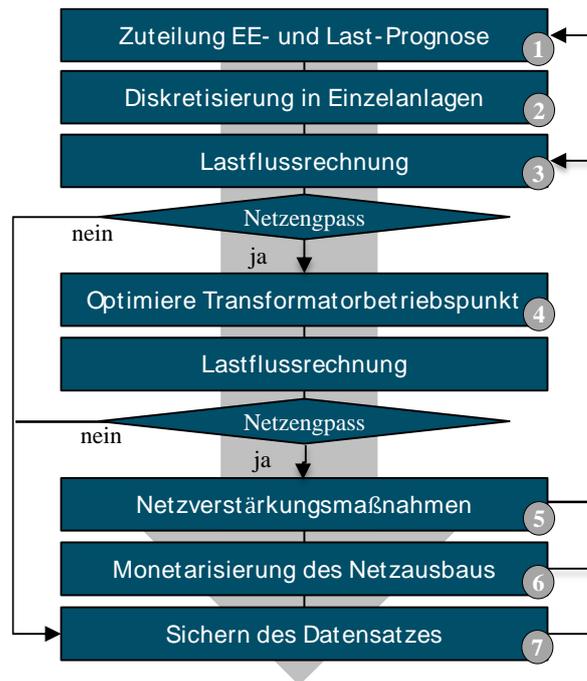
---

<sup>139</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

<sup>140</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

<sup>141</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

<sup>142</sup> Vgl. ef.Ruhr GmbH (2017)



**ABBILDUNG A.9: GESAMTKONZEPT FÜR DIE ERMITTLUNG DES NETZAUSBAUBEDARFS IN DER MS- UND NS-EBENE**

Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

Nachfolgend wird die Prognose in diskrete Anlagen überführt und dem einzelnen Netzknoten zugewiesen (2). Die Nennleistung der Anlagen ist in Tabelle A.6 aufgeführt<sup>143</sup>. Im Falle von WEA wird hier von einer Nennleistung von 3 MW pro Anlage ausgegangen. Diese Annahme basiert auf vorangegangenen Verteilnetzstudien, wenngleich perspektivisch mit höheren Nennleistungen gerechnet werden kann<sup>144</sup>. Grundsätzlich hat diese Annahme jedoch im Rahmen der Methodik keinen Einfluss auf die verteilte Leistung innerhalb eines Netzgebietes, sondern lediglich auf die Diskretisierung und damit die Verteilung der Einzelanlagen. Für jeden Gemeindeanteil wird die Anzahl der Neuanlagen je Energieträger bestimmt und unter Beachtung weiterer Randbedingungen, wie etwa, dass PV-Anlagen nur an solche Knoten angeschlossen werden, an denen auch Haushalte angeschlossen sind, zufällig den entsprechenden Netzknoten zugewiesen. In MS-Netzen werden neben den Anlagen in der Ebene selbst auch Ersatzmodelle für Erzeugungsanlagen in den unterlagerten NS-Netzen berücksichtigt.

<sup>143</sup> Vgl. ef.Ruhr GmbH (2017)

<sup>144</sup> Vgl. dena (2012)

TABELLE A.6: NENNLEISTUNG FÜR NEUANLAGEN GEMÄß ZUBAUPROGNOSE

	Energieträger / Typ	Nennleistung in kW
NS	PV-Anlage	5
	WEA	- - -
	BMA	50
	Kraft-Wärme-Kopplung	55
	Sonstige EE	55
	EV	11
	Schnellladesäule	- - -
	WP	4,6
MS	PV-Anlagen	400
	WEA	3.000
	BMA	400
	Kraft-Wärme-Kopplung	400
	Sonstige EE	400
	EV	- - -
	Schnellladesäule	150
	WP	- - -

Nachdem die Versorgungsaufgabe des Netzes definiert ist wird der Netzzustand mittels Lastflussrechnung für den ersten Netznutzungsfall (z. B. Starklastfall) bestimmt (3). Liegen keine Netzengpässe vor, erfolgt die Analyse für den jeweilig andern Netznutzungsfall (im Beispiel Rückspeisefall). Sollten auch hier keine Netzengpässe auftreten, ist das Netz bereits für die zukünftige Versorgungsaufgabe ertüchtigt und das Ergebnis wird gespeichert (7). Anderenfalls muss in beiden Fällen (Netzengpass in einem oder beiden Netznutzungsfällen) das Netz ertüchtigt werden. Hierzu wird zunächst der optimale Betriebspunkt des Transformators heuristisch bestimmt um den resultierenden Netzausbaubedarf zu minimieren bzw. die vorhandene Kapazität optimal auszunutzen (4).<sup>145,146</sup> Sollte diese Maßnahme nicht ausreichend sein, werden weitere Netzverstärkungsmaßnahmen (siehe Abschnitt „Netzausbauvarianten in der NS- und MS- Ebene“) durchgeführt (5) bis alle Netzengpässe in beiden Netznutzungsfällen aufgelöst sind<sup>147</sup>. Dabei wird nach jeder getätigten Netzverstärkungsmaßnahme der Netzzustand der veränderten Topologie bestimmt und aus

<sup>145</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

<sup>146</sup> Vgl. ef.Ruhr GmbH (2017)

<sup>147</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

genannten Gründen der optimale Betriebspunkt des Transformators erneut eingestellt. In verletzten Prozessschritt erfolgt die Monetarisierung der getätigten Netzverstärkungsmaßnahmen unter Berücksichtigung der verschiedenen Siedlungskategorien für die effizienteste Netzausbaustrategie (6). So werden bspw. die durchschnittlich höheren Tiefbaubaukosten zur Verlegung von Kabeln im städtischen Raum adäquat berücksichtigt. Die in dieser Studie berücksichtigten Kosten sind dem Abschnitt „Monetäre Bewertung des Netzausbaubedarfs“ zu entnehmen. Der Prozess schließt mit dem Sichern der Ergebnisse (7) und startet bedarfsgerecht für die Analyse des nächsten Netzes.

Die verwendeten Modellnetze repräsentieren den Bestand an Netzinfrastruktur zum gegenwärtigen Zeitpunkt. Die untersuchten Szenarien des Jahres 2050 gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an dezentralen Energieerzeugungsanlagen und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze die teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Dies kann zu Divergenz des Lastflusses führen, insbesondere aber auch zu Netzausbauvarianten, welche nicht durch Standardnetzausbauvarianten abgedeckt werden können. Hier müssen beispielsweise nahezu alle Leitungen eines Netzes mit einer Vielzahl paralleler Betriebsmittel verstärkt werden. In diesen Fällen muss zusätzliche Netz-Infrastruktur aufgebaut werden um der Versorgungsaufgabe zu begegnen. In dieser Studie wird dieser Aspekt berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Entsprechend wird für den nicht zugeteilten Anteil der Prognose parallele Netzinfrastruktur, gemäß dem aktuell analysierten Netzgebiet, aufgebaut und ertüchtigt (Netzneubau). Die monetäre Bewertung des Netzneubaus erfolgt analog zur Bewertung der vorab vorgestellten Netzverstärkungsmaßnahmen. Der in der Literatur<sup>148,149</sup> vorgestellte automatisierte Planungs- und Ausbauprozess wurde zur Berücksichtigung des Netzneubaus in dieser Studie entsprechend angepasst und erweitert.

#### Vorgehensweise zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs in der HS-Ebene

Basis für die Abschätzung des Netzausbaubedarfs in der HS-Ebene sind die regionalisierten gemeindescharfen Zubauszenarien. Eine Bewertung von repräsentativen Netzdaten, wie sie in der MS- und NS-Ebene durchgeführt wurde, erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht.

Die Abschätzung des Ausbaubedarfs in der Hochspannungsebene basiert auf den Berechnungen der dena-Verteilnetzstudie<sup>150</sup> Hier konnte ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen dem EE-Zubau und dem erforderlichen Netzerweiterungsbedarf identifiziert werden. Daher werden die erforderlichen Investitionen anhand der Zubauszenarien abgeschätzt. Hierbei wird unterstellt, dass der ermittelte Netzausbaubedarf durch den netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall ausgelöst wird und dies auch auf den Zeithorizont 2050 übertragen werden kann. Insbesondere durch den Zubau

---

<sup>148</sup> Vgl. Wagner, Kittl, & Kippelt (2017)

<sup>149</sup> Vgl. ef.Ruhr GmbH (2017)

<sup>150</sup> Vgl. dena (2012)

der Schnelllade-Infrastruktur sowie einer Vielzahl von privaten Ladepunkten für die Elektromobilität und die steigende Anzahl von Wärmepumpen stellt dies jedoch eine konservative Abschätzung dar.

Bei der Bewertung des Netzausbaubedarfs wird die Spitzenkappung von WEA und PV-Anlagen als Planungsgrundsatz berücksichtigt. Hierbei wird auf den, in der dena-Verteilnetzstudie ermittelten, Wert für die Reduktion der Investitionen durch die Spitzenkappung zurückgegriffen. Der ermittelte Wert zur Reduktion der Investitionen für die HS-Ebene liegt bei 21 %.

#### Monetäre Bewertung des Netzausbaubedarfs

Die den Betriebsmitteln zugeteilten Investitionen werden in Tabelle A.7 aufgelistet. Dabei werden neben den erforderlichen Ausgaben für die Anschaffung auch weitere anfallende Positionen, welche im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden, berücksichtigt. Es erfolgt eine Differenzierung nach Siedlungskategorien.

Die abgebildeten Investitionen des Kabelzubaus unterscheiden sich sowohl in den einzelnen Spannungsebenen als auch für die verschiedenen Siedlungskategorien. So sind die Verlegungskosten eines Kabels im städtischen Bereich beispielsweise deutlich teurer als auf einer unbefestigten Oberfläche im ländlichen Raum.

Grundsätzlich sind in den abgebildeten Positionen neben den Ausgaben für die Anschaffung auch die erforderlichen Investitionen im Bereich der Sekundärtechnik sowie Investitionen für die Umrüstung mit inbegriffen.

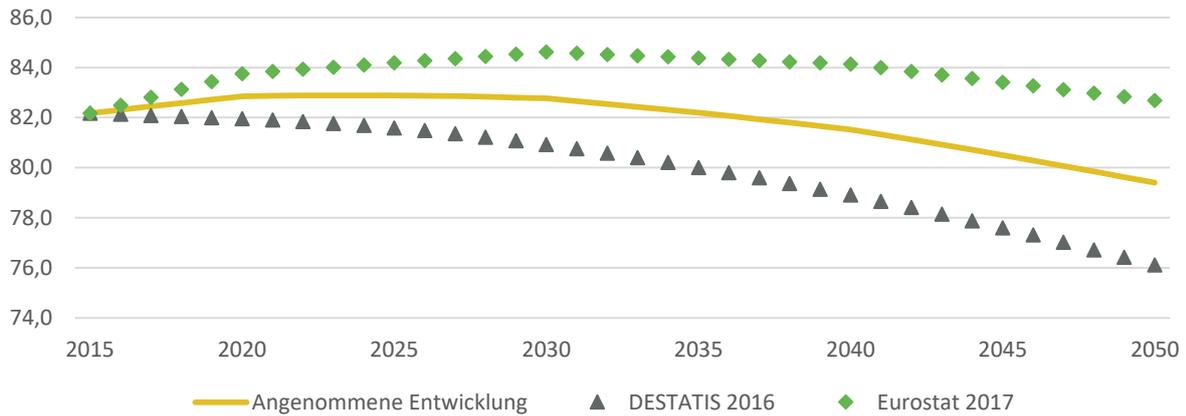
Die berechneten Investitionen für den Netzausbau in den analysierten Netzen werden anschließend auf ganz Deutschland hochgerechnet. Hierfür werden die Investitionen auf die entsprechenden NGK der vom Netz versorgten Gemeinden anteilig verteilt. Die errechneten Investitionen der Stichprobe je NGK werden anschließend anhand des Flächenanteils der NGK an der Gesamtfläche von Deutschland hochgerechnet. Dabei wird berücksichtigt, dass die Netze unterschiedliche Anteile von Gemeinden, bzw. NGK, abdecken können.

TABELLE A.7: MONETÄRE BEWERTUNG VON NETZVERSTÄRKUNGSMAßNAHMEN

Nr.	Betriebsmittel	Beschreibung	Ländlich	Städtisch/ Halbstädtisch
MS-Ebene	1	Umspannwerk	2.500 Tsd. €	3.500 Tsd. €
	2	Transformator- tausch/ Zusatztransfor- mator	1.000 Tsd. €	1.200 Tsd. €
	3	Abgangsfeld	70 Tsd. €	100 Tsd. €
	4	Kabel	80 Tsd. €/km	140 Tsd. €/km
	5	Ortsnetzstation	30 Tsd. €	0 Tsd. €
	6	Transformator- tausch	10 Tsd. €	10 Tsd. €
	7	Kabel	60 Tsd. €/km	100 Tsd. €/km
NS-Ebene				

## B. WEITERE ANNAHMEN

### B.1 Bevölkerungsentwicklung

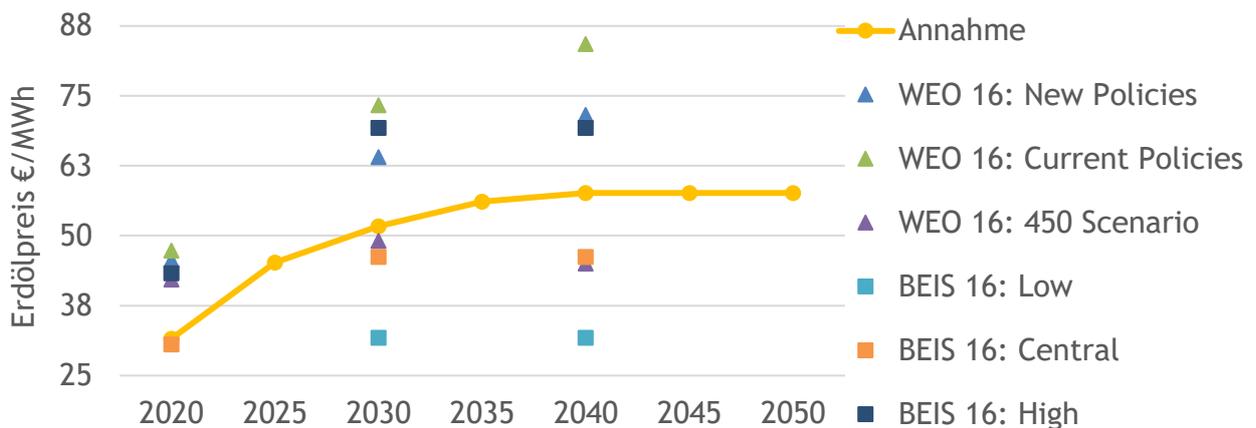


**ABBILDUNG B.1: PROGNOSEN ZUR BEVÖLKERUNGSENTWICKLUNG**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf destatis (2016) und Eurostat (2017)

### B.2 Brennstoffpreise

#### B.2.1 Erdöl



**ABBILDUNG B.2: ANNAHMEN ZU ÖLPREISEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf IEA (2016) und UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016)

### B.2.2 Kesselkohle

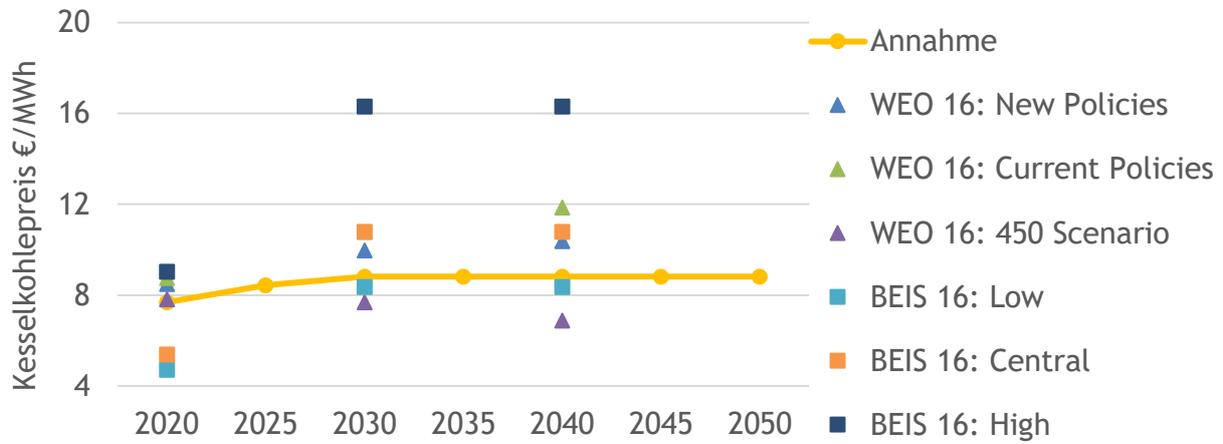


ABBILDUNG B.3: ANNAHMEN ZU KESSELKOHLEPREISEN

Quellen: Eigene Abbildung, basierend auf IEA (2016) und UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016)

### B.2.3 Erdgas

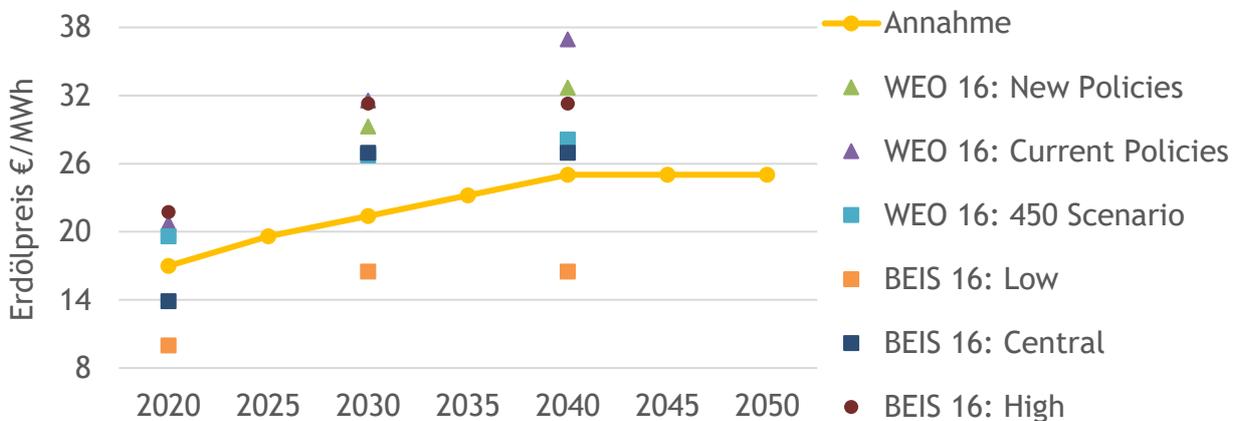


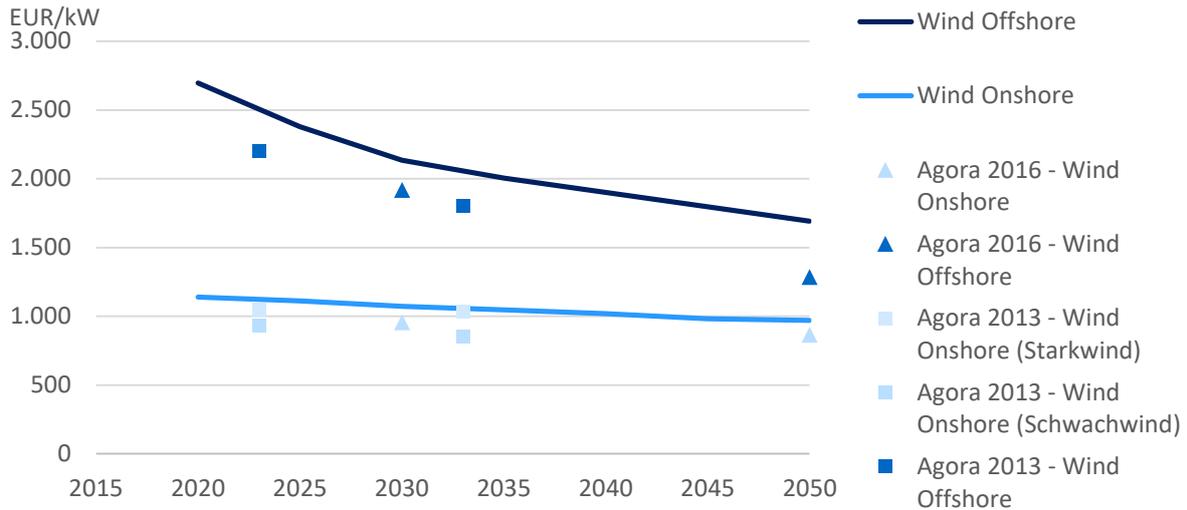
ABBILDUNG B.4: ANNAHMEN ZU ERDGASPREISEN

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf IEA (2016) und UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016)

## B.3 Investitionskosten

### B.3.1 Erneuerbare Energien

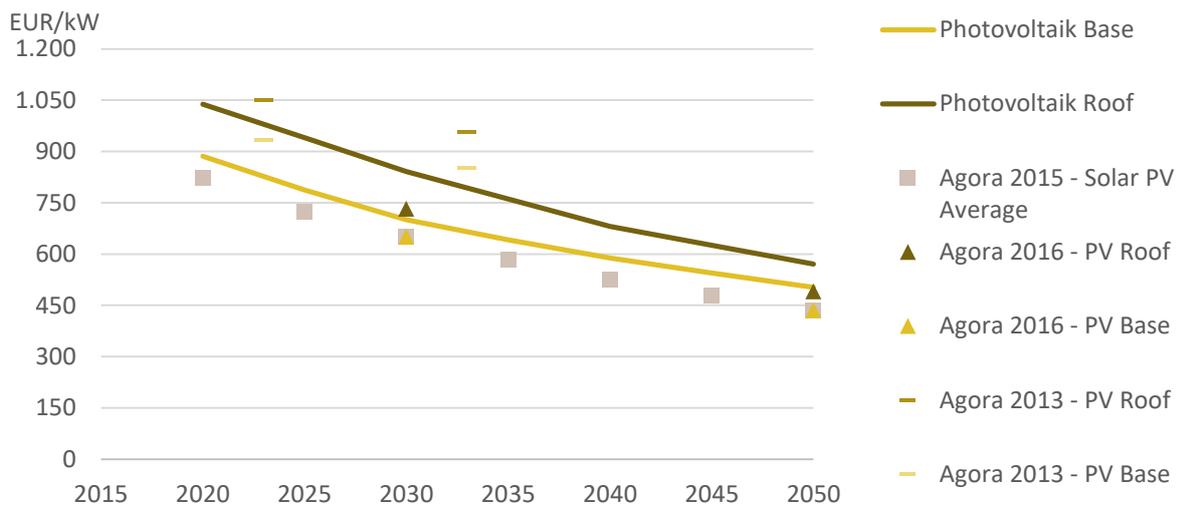
#### Windenergieanlagen



**ABBILDUNG B.5: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR WINDENERGIEANLAGEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Agora Energiewende (2016b) und Agora Energiewende (2013)

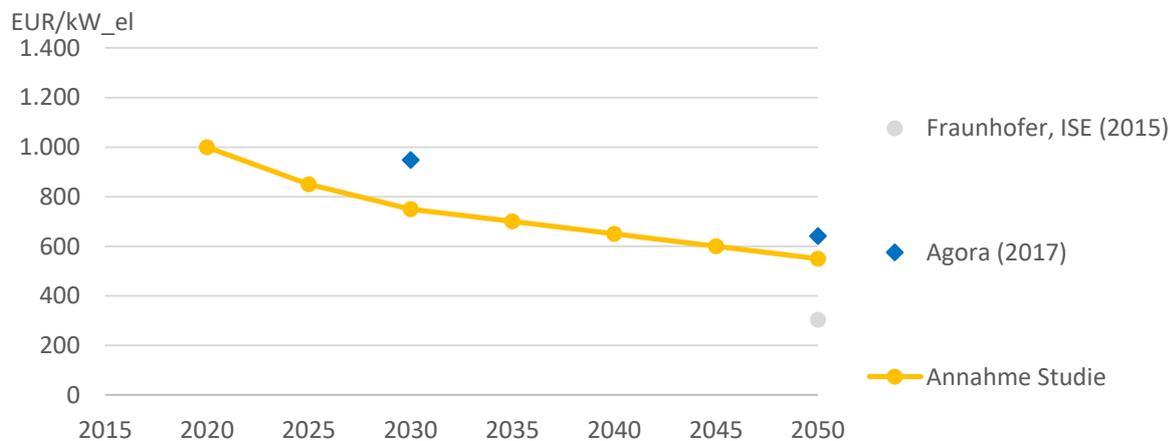
#### Photovoltaikanlagen



**ABBILDUNG B.6: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR PV-ANLAGEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Agora Energiewende (2016b), Agora Energiewende (2015) und Agora Energiewende (2013)

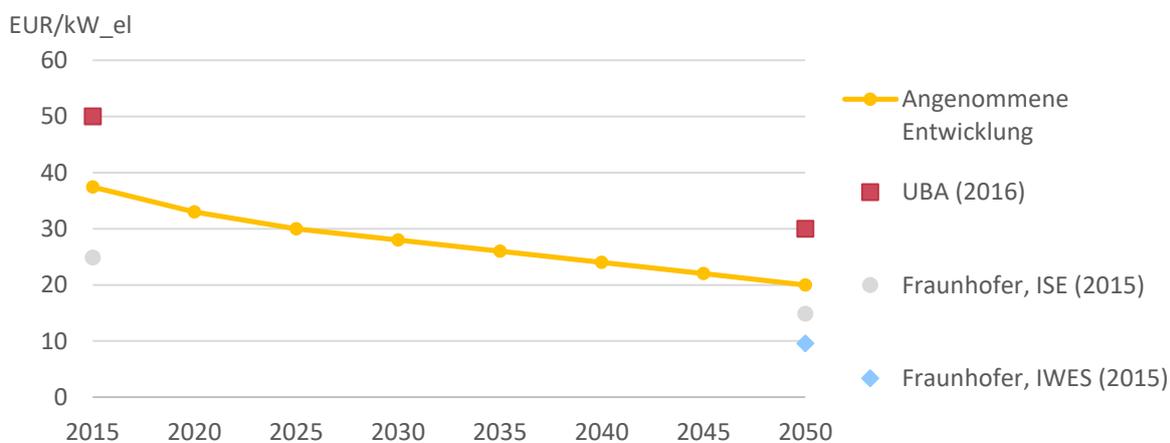
### B.3.2 Batteriespeicher



**ABBILDUNG B.7: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR BATTERIESPEICHER**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISE (2015) und Agora Energiewende (2016b)

### B.3.3 Wärmespeicher

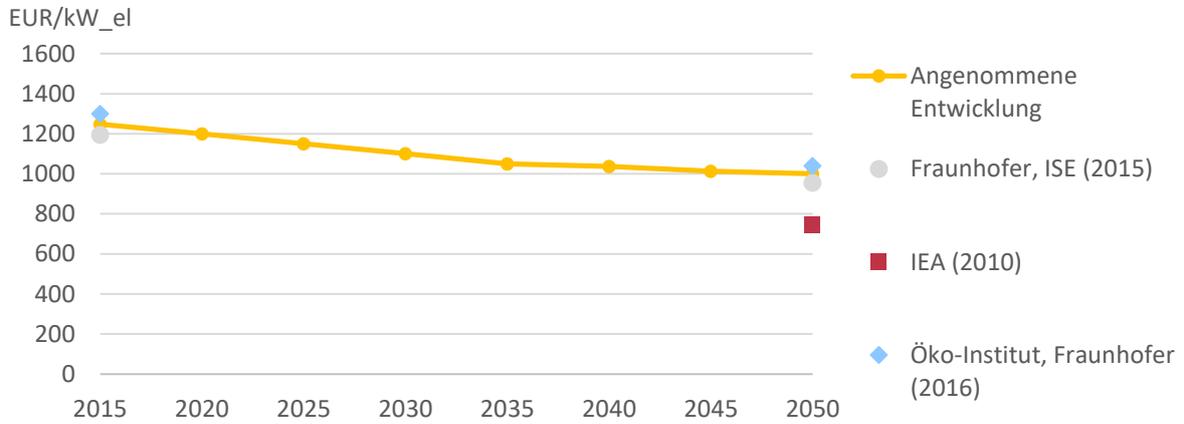


**ABBILDUNG B.8: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR WÄRMESPEICHER**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Umweltbundesamt (2016a), Fraunhofer ISE (2015) und Fraunhofer IWES (2015)

### B.3.4 Wärmepumpen

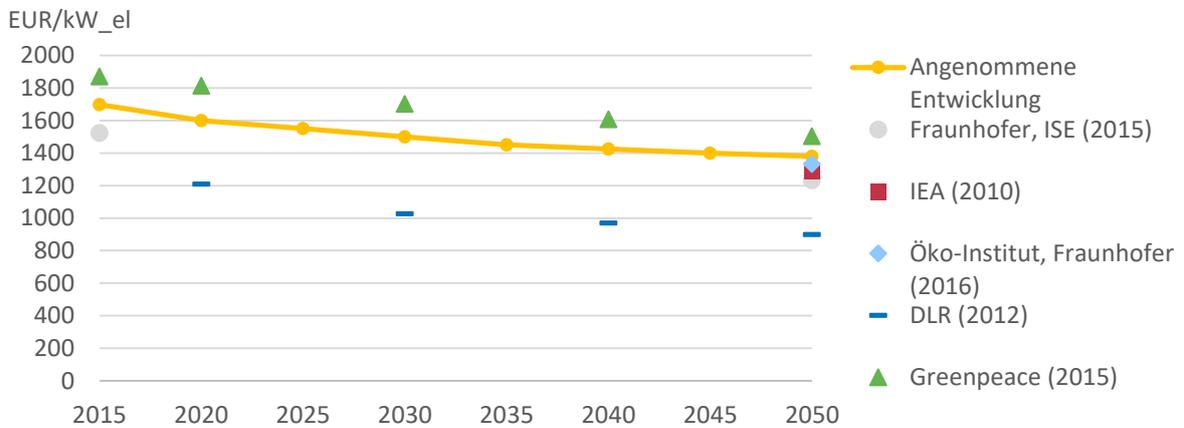
#### Luft/Wasser-Wärmepumpen



**ABBILDUNG B.9: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR LUFT/WASSER-WÄRMEPUMPEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISE (2015), IEA (2010) und Umweltbundesamt (2016a)

#### Sole/Wasser-Wärmepumpen

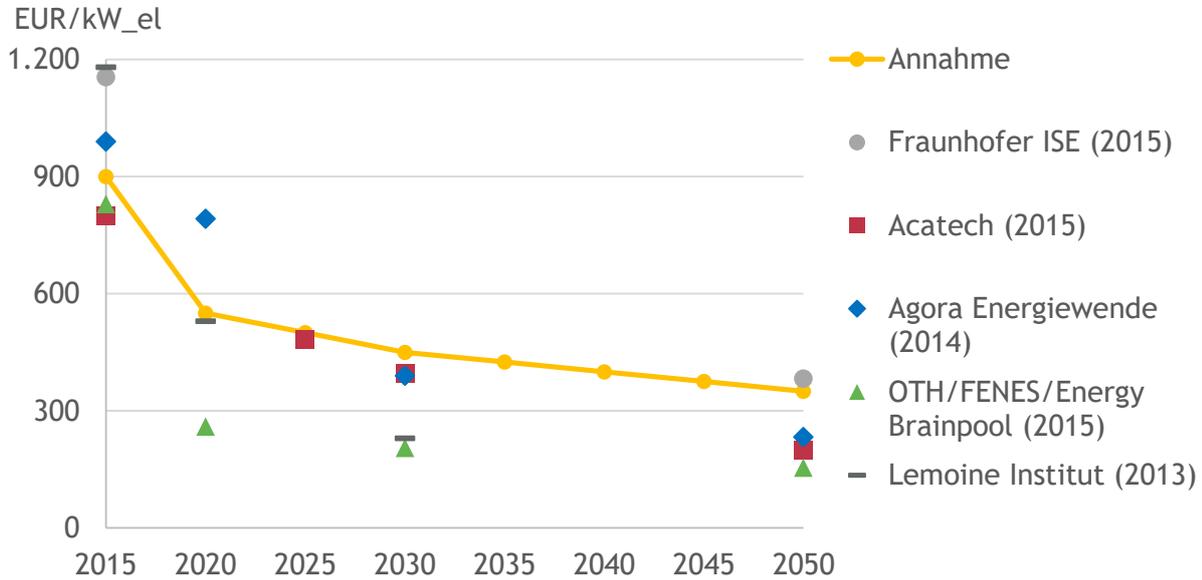


**ABBILDUNG B.10: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR SOLE/WASSER-WÄRMEPUMPEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISE (2015), IEA (2010), Umweltbundesamt (2016a) und DLR, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) (2012)

### B.3.5 Power-to-Gas

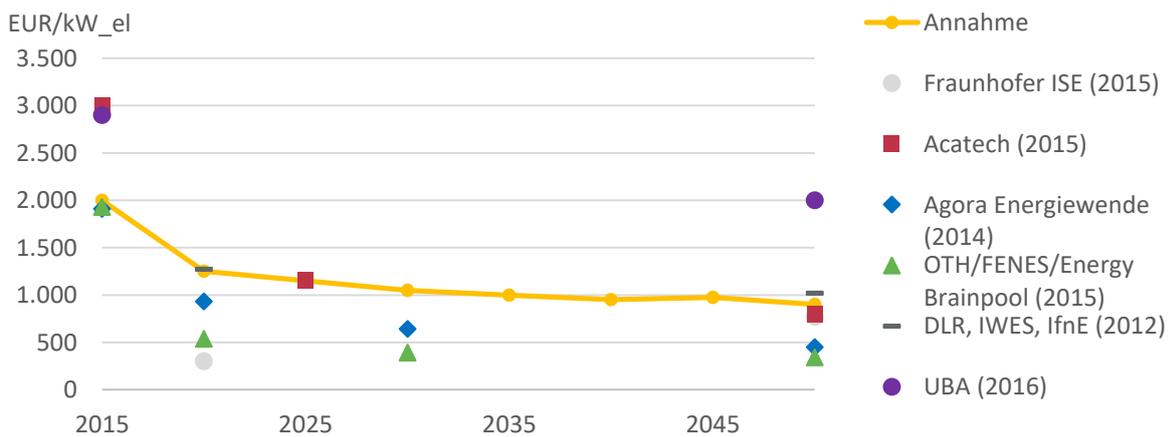
#### Elektrolyseanlagen



**ABBILDUNG B.11: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR ELEKTROLYSEANLAGEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISE(2015), Acatech (2015), Agora Energiewende (2014), OTH, FENES, Energy Brainpool (2015) und Lemoine Institut (2013)

#### Methanisierungsanlagen (mit integrierter Elektrolyse)



**ABBILDUNG B.12: ANGENOMMENE INVESTITIONSKOSTEN FÜR METHANISIERUNGSANLAGEN**

Quellen: Eigene Abbildung basierend auf Fraunhofer ISE (2015), Acatech (2015), Agora Energiewende (2014), OTH, FENES, Energy Brainpool (2015), DLR, Fraunhofer IWES, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE) (2012) und Umweltbundesamt (2016a)

## B.4 Verkehrssektor

**TABELLE B.1: ANTEIL DER NEUZULASSUNGEN VON REINEN ELEKTRO-LNF**

Szenario	2020	2025	2030	2040	2050
RF	1,9 %	5 %	9 %	14 %	18 %
EEV	5 %	15 %	22 %	55 %	65 %
TO	Keine Vorgaben				

**TABELLE B.2: ANTEIL DER NEUZULASSUNGEN VON OBERLEITUNGS-LKW**

Szenario	2020	2025	2030	2040	2050
RF	0,4 %	1,1 %	2,1 %	4,2 %	5,3 %
EEV	1 %	4 %	8 %	21 %	21 %
TO	Keine Vorgaben				

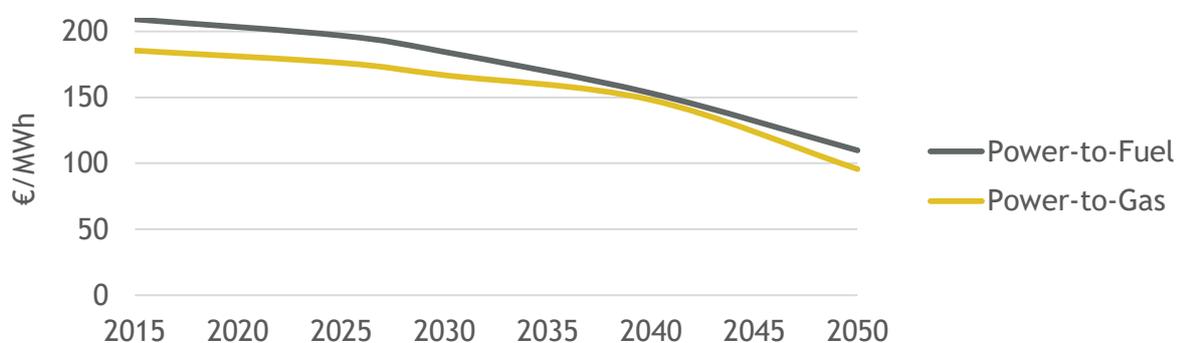
## B.5 Energiesektor

### B.5.1 Kapazitätsentwicklung Interkonnektoren

**TABELLE B.3: ANGENOMMENE INTERKONNEKTOREN-KAPAZITÄTEN ZU DEUTSCHEN NACHBARLÄNDERN**

Kapazität [GW]	2025	2030	2040	2050
Deutschland - Österreich	5,0	7,5	7,5	7,5
Deutschland - Belgien	1,0	2,0	2,0	2,0
Deutschland - Schweiz	3,3	4,3	6,0	6,0
Deutschland - Tschechien	1,5	2,0	2,0	2,0
Deutschland - Dänemark (Ost)	1,0	1,0	1,6	1,6
Deutschland - Dänemark (West)	3,0	3,0	5,0	5,0
Deutschland - Frankreich	3,0	4,8	4,8	4,8
Deutschland - Luxemburg	2,3	2,3	2,3	2,3
Deutschland - Niederlande	4,5	5,0	6,0	6,0
Deutschland - Norwegen	1,4	1,4	4,4	4,4
Deutschland - Polen	2,0	2,0	4,0	4,0
Deutschland - Schweden	0,6	1,3	2,0	5,0

### B.5.2 Importkosten synthetischer Brennstoffe



**ABBILDUNG B.13: IMPORTKOSTEN SYNTHETISCHER BRENNSTOFFE VON AUßERHALB EUROPAS**

Quellen: Eigene Abbildung, basierend auf Vollkosten der Produktion nach Ludwig Bölkow-Systemtechnik GmbH (2016), Agora Energiewende (2016a) und Umweltbundesamt (2016)