

Energiemarkt 2030 und 2050 - Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung

Endbericht, November 2017

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderergesellschaft, die gegenwärtig mehr als vierzig Mitglieder zählt - u. a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit von ewi ER&S durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

AUTOREN

Dr. Harald Hecking
Martin Hintermayer
Dominic Lencz
Johannes Wagner

AUFTRAGGEBER

- Gelsenwasser AG
- Open Grid Europe GmbH
- RheinEnergie AG

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	5
Zusammenfassung	6
1 Einleitung.....	11
1.1 Hintergrund der Studie	11
1.2 Aufbau der Studie	13
1.3 Methodik	15
2 Szenario Revolution.....	18
2.1 Definition des Szenarios	18
2.2 Entwicklung der THG-Emissionen	19
2.3 Endenergienachfrage	20
2.3.1 Gebäudesektor	20
2.3.2 Industriesektor	22
2.4 Stromsektor	24
2.4.1 Nettostromerzeugung und Nettostromnachfrage	24
2.4.2 Kraftwerkspark.....	25
2.4.3 Stromaußenhandel.....	28
2.5 Einsatz von synthetischen Brennstoffen	30
2.6 Kosten	34
2.6.1 Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch	35
2.6.2 Investitionskosten	36
2.6.3 Netzkosten.....	37
2.7 Rückwirkungen für Gasvertei- und Wärmenetze.....	39
2.7.1 Gasverteilnetze	39
2.7.2 Wärmenetze	42
3 Szenario Evolution	44
3.1 Definition des Szenarios	44
3.2 Entwicklung der THG-Emissionen	44
3.3 Endenergienachfrage	45
3.3.1 Gebäudesektor	45
3.3.2 Industriesektor	47

3.4	Stromsektor	48
3.4.1	Nettostromnachfrage und Nettostromerzeugung	48
3.4.2	Kraftwerkspark	50
3.4.3	Stromaußenhandel	52
3.5	Synthetische Brennstoffe	54
3.6	Kosten	57
3.6.1	Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch	57
3.6.2	Investitionskosten	59
3.6.3	Netzkosten	60
3.6.4	Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien Revolution und Evolution	62
3.7	Rückwirkungen für Gasvertei- und Wärmenetze	65
3.7.1	Gasverteilnetze	65
3.7.2	Wärmenetze	67
4	Analyse unsicherer Technologieentwicklung 2030 bis 2050	69
4.1	Treibhausgasminderung 2030 bis 2050 unter Unsicherheit	70
4.1.1	Technologieschub Strom	70
4.1.2	Technologieschub Gas	71
4.2	Integrierte Analyse der Varianten unter Unsicherheit	72
4.2.1	Technologieschub Strom	72
4.2.2	Technologieschub Gas	75
5	Der Wert bestehender Netzinfrastruktur für effiziente CO ₂ -Vermeidung	79
	Anhang 1: Modellbeschreibung DIMENSION+	82
	Anhang 2: Methodik Infrastrukturkosten	87
	Stromnetze	87
	Gasnetze	89
	Wärmenetze	90
	Anhang 3: Annahmen und Daten	91
	Szenarioübergreifende Parameterannahmen	91
	Szenariospezifische Parameterannahmen	96
	Parameterannahmen der Analyse unter Unsicherheit	98
	Literaturverzeichnis	103

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Szenarien.....	14
Abbildung 2: Struktur des Modells DIMENSION+	15
Abbildung 3: Modellierung der CO ₂ -Emissionen	16
Abbildung 4: Endenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen im Straßenverkehrssektor	19
Abbildung 5: Entwicklung der THG-Emissionen im Szenario Revolution	20
Abbildung 6: Primäre Heizsysteme in Wohngebäuden im Szenario Revolution.....	21
Abbildung 7: Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden im Szenario Revolution	22
Abbildung 8: Endenergienachfrage im Industriesektor im Szenario Revolution	23
Abbildung 9: Nettostromerzeugung im Szenario Revolution	25
Abbildung 10: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien im Szenario Revolution.....	26
Abbildung 11: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks im Szenario Revolution	27
Abbildung 12: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Revolution	28
Abbildung 13: Entwicklung des deutschen Stromaußenhandels im Szenario Revolution	29
Abbildung 14: Entwicklung der europäischen Stromerzeugung (Ohne Deutschland) im Szenario Revolution	30
Abbildung 15: Einsatz von synthetischen Brennstoffen nach Sektor im Szenario Revolution.....	31
Abbildung 16: Verbrauch von synthetischen Brennstoffen nach Brennstofftyp im Szenario Revolution.....	32
Abbildung 17: Geografische Herkunft von synthetischen Brennstoffen im Szenario Revolution	33
Abbildung 18: Energetische Importe nach Deutschland in 2015 und 2050 im Szenario Revolution.....	34
Abbildung 19: Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch im Szenario Revolution	36
Abbildung 20: Jährliche Investitionen in den Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft im Szenario Revolution	37
Abbildung 21: Jährliche Netzkosten Strom-, Gas- und Wärmenetze im Szenario Revolution	38
Abbildung 22: Nachfrage- und Kostenentwicklung in Gas-Beispielnetzen im Szenario Revolution	40
Abbildung 23: Netzentgeltentwicklung in Gas-Beispielnetzen im Szenario Revolution.....	41
Abbildung 24: Nachfrage-, Kosten- und Einnahmenentwicklung in Wärme-Beispielnetzen im Szenario Revolution	43
Abbildung 25: Entwicklung der THG-Emissionen im Szenario Evolution	45
Abbildung 26: Heiztechnologien in Wohngebäuden im Szenario Evolution	46
Abbildung 27: Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden im Szenario Evolution	47
Abbildung 28: Entwicklung der Endenergienachfrage im Industriesektor im Szenario Evolution	48
Abbildung 29: Nettostromerzeugung im Szenario Evolution	49
Abbildung 30: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien im Szenario Evolution	50
Abbildung 31: Entwicklung des konventioellen Kraftwerksparks im Szenario Evolution.....	51
Abbildung 32: Entwicklung der Spitzenlast im Szenario Evolution.....	52
Abbildung 33: Entwicklung des Stromaußenhandels im Szenario Evolution	53
Abbildung 34: Entwicklung der europäischen Stromerzeugung (ohne Deutschland) im Szenario Evolution ..	53
Abbildung 35: Einsatz von synthetischen Brennstoffen im Szenario Evolution	54
Abbildung 36: Verbrauch von synthetischen Brennstoffen nach Typ im Szenario Evolution.....	55
Abbildung 37: Geografische Herkunft von synthetischen Brennstoffen im Szenario Evolution.....	56
Abbildung 38: Energetische Importe nach Deutschland in 2015 und 2050 im Szenario Evolution	57
Abbildung 39: Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und Verbrauch im Szenario Evolution und Vergleich mit Szenario Revolution.....	58

Abbildung 40: Jährliche Investitionen in den Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft im Szenario Evolution und Vergleich mit Szenario Revolution	60
Abbildung 41: Jährliche Netzkosten Strom-, Gas- und Wärmenetze im Szenario Evolution und Vergleich mit Szenario Revolution	61
Abbildung 42: Kumulierte Kostendifferenzen zwischen den Szenarien Evolution und Revolution	63
Abbildung 43: Kumulierte Kostendifferenzen zwischen den Szenarien Evolution und Revolution von 2017 bis 2050	64
Abbildung 44: Nachfrage- und Kostenentwicklung in den Beispielnetzen im Szenario Evolution	65
Abbildung 45: Netzentgeltentwicklung in den Beispielnetzen im Szenario Evolution und Vergleich mit Szenario Revolution	66
Abbildung 46: Nachfrage-, und Kosten- und Einnahmenentwicklung in Wärme-Beispielnetzen im Szenario Evolution	67
Abbildung 47: Schematische Darstellung der Szenarien	69
Abbildung 48: Entwicklung der Investitionskosten einer Luftwärmepumpe in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Strom	71
Abbildung 49: Entwicklung der Investitionskosten eines Elektrolyseurs in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Gas	72
Abbildung 50: Installierte Heizungstechnologien im Jahr 2050 in den Hauptszenarien Revolution und Evolution und mit Technologieschub Strom	73
Abbildung 51: Einsatz von synthetischen Brennstoffen im Jahr 2050 nach Sektor in den Hauptszenarien Revolution und Evolution und mit Technologieschub Strom	74
Abbildung 52: Kumuliertes Gesamtkostendelta der Hauptszenarien im Vergleich zu Technologieschub Strom	75
Abbildung 53: Installierte Heizungstechnologien im Jahr 2050 in den Hauptszenarien Revolution und Evolution und mit Technologieschub Gas	76
Abbildung 54: Einsatz von synthetischen Brennstoffen im Jahr 2050 nach Sektor in den Hauptszenarien Revolution und Evolution und mit Technologieschub Gas	77
Abbildung 55: Kumuliertes Gesamtkostendelta der Hauptszenarien im Vergleich zu Technologieschub Gas	78
Abbildung 56: Schematische Darstellung des Gesamtenergiesystemmodells DIMENSION+	82
Abbildung 57: Schematische Darstellung der Modellierung der Energiewirtschaft	85
Abbildung 58: Jährliche Netzkosten Strom nach Kostenart im Szenario Revolution	88
Abbildung 59: Jährliche Netzkosten Strom nach Kostenart im Szenario Evolution	88
Abbildung 60: Jährliche Netzkosten Gas nach Kostenart im Szenario Revolution	89
Abbildung 61: Jährliche Netzkosten Gas nach Kostenart im Szenario Evolution	90
Abbildung 62: Szenarioübergreifende Annahmen zu Energieträgerpreisen	92
Abbildung 63: Szenarioübergreifende Annahmen zu Mindestausbauten bis 2050 und Potenzialgrenzen	93
Abbildung 64: Szenarioübergreifende Annahmen zu Investitionskosten für Wind und PV	94
Abbildung 65: Entwicklung der Investitionskosten für Sole/Wasser - Wärmepumpen in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Strom im Vergleich zu anderen Studien	98
Abbildung 66: Entwicklung der Investitionskosten für Luft/Wasser - Wärmepumpen in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Strom im Vergleich zu anderen Studien	99
Abbildung 67: Entwicklung der Investitionskosten für Kombiwärmespeicher bis 20m ³ in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Strom im Vergleich zu anderen Studien	99
Abbildung 68: Entwicklung der Investitionskosten eines Elektrolyseurs in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Gas im Vergleich zu anderen Studien	100
Abbildung 69: Entwicklung der Investitionskosten eines Elektrolyseurs in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Gas im Vergleich zu anderen Studien	101
Abbildung 70: Entwicklung der Importkosten für synthetisches Gas von außerhalb der EU in einer durchschnittlichen Entwicklung und bei Technologieschub Gas	102

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: THG-Minderungsziele gemäß Klimaschutzplan	11
Tabelle 2: Anteile strombasierter Prozesswärmeerzeugung im Industriesektor nach Temperaturniveau	18
Tabelle 3: Szenarioübergreifende Mindestkapazitäten Erneuerbarer Kraftwerke	92
Tabelle 4: Potenzialgrenzen erneuerbarer Energien in Deutschland	93
Tabelle 5: Mindestanteile für elektrifizierte Prozesswärme differenziert nach Temperaturniveau im Szenario Revolution	97

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie untersucht, welchen Beitrag bestehende Gas- und Wärmenetze zu einer effizienten THG-Minderung bis 2030 und 2050 leisten können. Dazu quantifiziert die Studie anhand eines Gesamtenergiesystemmodells zwei mögliche Szenarien für eine THG-Minderung entsprechend der deutschen Klimaziele bis 2030 und 2050. Im Szenario Revolution wird ordnungsrechtlich eine forcierte Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren vorgeschrieben, sodass Gas- und Wärmenetze zunehmend an Bedeutung verlieren. Trotz umfangreicher Elektrifizierung handelt es sich dabei nicht um ein „all-electric“-Szenario, entwickelt sich aber deutlich in diese Richtung. Im Szenario Evolution gibt es keine ordnungsrechtlichen Vorgaben hinsichtlich bestimmter Technologien, sodass bestehende Gas- und Wärmenetze weiter genutzt werden können, sofern es wirtschaftlich ist. Der Fokus der Untersuchung ist der Strom- und Wärmemarkt.

Die Studie kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

1. Die THG-Minderungsziele können in beiden Szenarien - auch im technologieoffenen Szenario Evolution - erreicht werden.

Sowohl im Szenario Evolution als auch im Szenario Revolution werden für die untersuchten Sektoren (Energiewirtschaft, Gebäude und Industrie (ohne Prozessemissionen)) die THG-Minderungsziele von 55 % in 2030 und 95 % in 2050 jeweils gegenüber 1990 erreicht. Die Aufteilung der THG-Emissionen nach Sektoren wie im Klimaschutzplan ist nicht kosteneffizient.

2. Das Szenario Evolution ist um 139 Mrd. Euro günstiger als das Szenario Revolution.

Bis 2030 spart das Szenario Evolution gegenüber dem Szenario Revolution 24 Mrd. Euro (kumuliert und undiskontiert). Von 2030 bis 2050 sind es weitere 115 Mrd. Euro. Es ist also kosteneffizient, den Markt entscheiden zu lassen, welche Heizungstechnologien verwendet werden, um effiziente THG-Minderung zu erreichen. Sollte in der Zukunft die Wärmepumpe doch vorteilhafter werden, würde diese sich in einem marktorientierten Umfeld auch durchsetzen. Im Szenario Evolution entsteht zwar ein um ca. 252 Mrd. Euro höherer Importbedarf insbesondere für synthetische Brennstoffe. Dafür werden im Szenario Evolution aber ca. 276 Mrd. Euro an Kapitalkosten für Kraftwerke, Heizgeräte und Dämmung eingespart. Zusätzlich sind die Netzkosten für Strom-, Gas- und Wärmenetze um 52 Mrd. Euro geringer und es werden 95 Mrd. Euro an Stromimporten vermieden. In der Berechnung der Kosten nicht enthalten sind mögliche Rückbaukosten der Gas- und Wärmenetze. Diese würden bei einer Quantifizierung zu weiteren Kostenvorteilen zugunsten des Szenarios Evolution führen. Nicht untersucht wurden Investitionskosten in neue Industrieanlagen. Hier würde das Szenario Evolution weitere Kostenvorteile erzielen, die jedoch auf Basis der aktuellen Datenlage nicht seriös quantifiziert werden können.

3. Das Szenario Evolution bietet mehr Flexibilität und Chancen für unsichere Zukunftsentwicklungen.

Das Szenario Evolution ist nicht nur mittelfristig bis 2030 kostengünstiger, es hält zudem langfristig alle Optionen offen, auf die heute noch nicht absehbaren Entwicklungen nach 2030 zu reagieren, z. B. bezüglich Technologieentwicklungen. Werden beispielsweise synthetische Brennstoffe deutlich günstiger, generiert das Szenario Evolution noch größere wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem strombasierten Energiesystem des Szenarios Revolution. Im Zeitraum bis 2050 ergibt sich in dem Fall für das Szenario Evolution ein Kostenvorteil von 192 Mrd. Euro. Werden dagegen Stromtechnologien günstiger, besteht im Szenario Evolution immer noch die Möglichkeit, auf den Pfad einer verstärkten Elektrifizierung umzuschwenken - unter den gesetzten Annahmen ist dies immer noch 129 Mrd. Euro günstiger als das Szenario Revolution. Im Szenario Evolution treten bis 2030 keine Lock-In-Effekte ein, da auch nach 2030 noch Technologieentscheidungen zu treffen sind. Es sind daher keine Nachteile finanzieller Art oder bei der THG-Zielerreichung zu erwarten. Eine frühzeitige technologische Festlegung wie im Szenario Revolution ist erst dann ökonomisch vorteilhaft, wenn sich im Szenario Evolution große Lock-In-Effekte ergeben - etwa, dass Wärmepumpen bis 2030 extrem günstig werden oder dass die angenommenen Kostendegressionen für synthetische Brennstoffe weit verfehlt werden. Diese Entwicklungen, die für einen Lock-In notwendig wären, erscheinen jedoch aus heutiger Sicht nicht realistisch. Es ist folglich keine vorzeitige Festlegung auf eine verstärkte Elektrifizierung notwendig.

4. Im Szenario Evolution bleiben gasbasierte Heizungen über den Untersuchungszeitraum bis 2050 die dominante Heiztechnologie; im Szenario Revolution dominiert die Wärmepumpe.

Im Szenario Evolution wird ein großer Teil der Wohngebäude mit - zunehmend synthetischem - Gas beheizt. Von heute ca. 9 Mio. Wohngebäuden steigt die Durchdringung auf über 11 Mio. bis 2030, ehe danach ein leichter Rückgang auf ca. 9 Mio. bis 2050 einsetzt. Die Anzahl von Wärmepumpen bleibt bis 2030 konstant auf dem heutigen Niveau von 0,7 Mio. und steigt bis 2050 auf knapp 6 Mio. Im Szenario Revolution erfolgt ein politisch induzierter Anstieg auf mehr als 6 Mio. Wärmepumpen in 2030 und mehr als 13 Mio. Wärmepumpen in 2050 mit entsprechenden Rückwirkungen auf die gesicherte Leistung.

5. Im Szenario Revolution steigt die Stromnachfrage in Bezug auf die Strommengen um 70 % gegenüber heute; in Bezug auf die erforderliche Leistung um 60 % gegenüber heute.

Eine verstärkte Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren erhöht die Stromnachfrage bis 2030 gegenüber heute um 120 TWh auf 640 TWh. Bis 2050 steigt sie sogar um weitere 250 TWh auf knapp 900 TWh. Im Szenario Evolution steigt die Stromnachfrage ebenfalls, aber nur lediglich moderat auf etwa 750 TWh. Der Großteil des Anstiegs erklärt sich durch die angenommenen Entwicklungen im Verkehr. Im Szenario Revolution erhöht sich der Bedarf an gesicherter Leistung von heute ca. 89 GW auf ca. 110 GW in 2030, bzw. 142 GW in 2050. Im Szenario Evolution steigt der Leistungsbedarf zwar ebenfalls an, erreicht aber mit 106 GW in 2050 einen deutlich geringeren Wert.

6. In beiden Szenarien verdoppelt sich die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien bis 2030 und vervierfacht sich bis 2050.

Durch die vorgegebenen THG-Minderungsziele muss der deutsche Strommix in beiden Szenarien CO₂-ärmer werden. Dementsprechend steigt die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in beiden Szenarien von heute etwa 180 TWh auf etwa 420 TWh in 2030 und auf 760 bzw. 790 TWh in 2050. Davon entfallen knapp zwei Drittel auf die Erzeugung aus Windanlagen und gut ein Fünftel auf die Solarerzeugung. Die restliche Erzeugung erfolgt aus Biomasse und Wasserkraft. Potenzialgrenzen von Wind onshore und Photovoltaikanlagen in ertragreichen Regionen werden in beiden Szenarien erreicht. Zur Netzintegration solch großer Strommengen aus Erneuerbaren Energien sind Digitalisierung und ein deutlicher Ausbau der Strom-Verteil- und Übertragungsnetze unumgänglich.

7. Im Szenario Revolution verdreifacht sich bis 2050 die Kapazität von Gaskraftwerken gegenüber heute.

Durch die starke Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren im Szenario Revolution wächst auch der Bedarf an gesicherter Leistung. Zur Absicherung von Spitzenlast und zweiwöchiger Dunkelflaute können Gaskraftwerke am kostengünstigsten beitragen. Dementsprechend wächst die installierte Leistung von Gaskraftwerken von heute 30 auf 110 GW in 2050. Batterien können nur bei kurzen (z. B. untertägigen) Lastspitzen helfen, nicht aber in einer länger andauernden Dunkelflaute. Auch im Szenario Evolution wächst die installierte Leistung von Gaskraftwerken auf 75 GW in 2050 an.

8. Synthetische Brennstoffe werden in beiden Szenarien zwingend zur Erreichung ambitionierter Klimaziele benötigt und werden zum größten Teil importiert.

Bestimmte Anwendungen, insbesondere in der Industrie und im Verkehr, können zum Teil nur zu hohen Kosten und unter hohem technischen Aufwand oder gar nicht elektrifiziert werden. Zudem müssen - in 2050 mit synthetischem Gas befeuerte - Gaskraftwerke die gesicherte Leistung z. B. in einer Dunkelflaute bereitstellen. Folglich gibt es in beiden Szenarien mit 448 TWh (Revolution) und 634 TWh (Evolution) in 2050 einen signifikanten Bedarf an synthetischen Brennstoffen, um die Klimaziele zu erreichen. Diese Mengen sind in beiden Szenarien so groß, dass angesichts der begrenzten Flächenpotenziale für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland erhebliche Importe von synthetischen Brennstoffen aus dem Ausland benötigt werden.

9. Gasfernleitungsnetze werden in beiden Szenarien dauerhaft benötigt.

In beiden Szenarien ist zur Bereitstellung von gesicherter Leistung im residualen Peak oder in einer Dunkelflaute ein großer Anstieg von Gaskraftwerkskapazitäten zu erwarten. Diese Kraftwerke werden vereinfacht angenommen direkt durch das Fernleitungsnetz mit Gas versorgt. Auch wenn die nachgefragte - ab 2030 zunehmend synthetische - Gasmenge insbesondere im Szenario Revolution stark sinkt, gibt es weiterhin einen sehr hohen Bedarf an Leistung, um die Kraftwerke in Situationen mit residualen Spitzenlasten beim Strom mit Gas zu versorgen. Die Fernleitungsnetze werden daher zwar im Durchschnitt relativ gering ausgelastet, in der Spitze

aber sehr stark. Im Szenario Evolution ist die Jahresauslastung deutlich höher. Beides verdeutlicht, dass die Gasfernleitungsnetze in jedem Szenario unverzichtbar für das Erreichen der THG-Minderungsziele sind.

10. Bestehende Gasverteilnetze werden im Szenario Revolution langfristig entwertet, während ihr Wert im Szenario Evolution zum Erreichen der Klimaziele genutzt wird.

Durch den Anstieg an Wärmepumpen und Stromanwendungen in den Endenergieverbrauchssektoren im Szenario Revolution geht die Gasnetznutzung aufgrund der sinkenden Gasnachfrage im Verteilnetz zurück. Dies führt bei unveränderten Netzentgelten zu geringeren Erlösen bei den Netzbetreibern und damit zu einer Entwertung bestehender Gasverteilnetze. Werden zum Ausgleich die Netzentgelte erhöht, wird Gas zunehmend wirtschaftlich unattraktiv für die Endkunden, was zu einer weiter sinkenden Nachfrage führen dürfte. Dies hätte noch höhere Netzentgelte und schließlich eine Abwärtsspirale zur Folge. Da Netzbetreiber also nur bedingt über steigende Netzentgelte die rückgängige Nachfrage kompensieren können, ergibt sich ein Refinanzierungsproblem der Gasverteilinfrastruktur. Da die Gasnachfrage bis 2050 im Szenario Revolution stark rückläufig ist, werden zum Teil auch Verteilnetze zurückgebaut, was weitere Kosten verursacht. Zudem stehen im Fall starker Kostendegressionen bei der Herstellung von synthetischen Brennstoffen im Szenario Revolution die Gasverteilnetze nicht mehr uneingeschränkt zu Verfügung, so dass synthetisches Gas nicht direkt in den Endanwendungen eingesetzt werden kann. Im Szenario Evolution kann die Gasinfrastruktur bis 2050 auf einem dauerhaft hohen Niveau ausgelastet werden, sodass es kein Refinanzierungsproblem gibt und der Wert des Gasnetzes erhalten bleibt.

11. Wärmenetze werden im Szenario Evolution verdichtet und tragen damit zur kostengünstigen Gebäudeenergieversorgung bei.

Im Szenario Evolution werden die bestehenden Fern- und Nahwärmenetze weiter verdichtet und senken damit die Kosten der Fernwärme pro Kilowattstunde. Im Szenario Evolution werden im Jahr 2050 1,6 Mio. Gebäude mit 83 TWh Wärme versorgt, was etwa 10 % über dem heutigen Absatz liegt. Zudem wird auch die Industrie mit leitungsgebundener Wärme teilweise versorgt. Im Szenario Revolution ist die Anzahl der mit Fern- und Nahwärme beheizten Gebäude rückläufig. Dadurch ergeben sich auf die Kilowattstunde bezogen höhere Kosten und damit für Betreiber von Wärmenetzen dieselben Finanzierungsschwierigkeiten wie bei Gasverteilnetzen.

Fazit: Die Ergebnisse der Modellrechnungen lassen folgende Rückschlüsse zum Nutzen der bestehenden Gas- und Wärmeinfrastruktur zu. Die Infrastrukturen...

- ...werden benötigt, um die Klimaziele zwischen heute und 2030 mit Perspektive auf 2050 kosteneffizient zu realisieren,
- ...bieten die Option für eine effiziente CO₂-Vermeidung in einer heute noch überhaupt nicht absehbaren Zukunft nach 2030,
- ...schließen keine anderen Technologieoptionen aus, da Lock-In-Effekte bis 2030 sehr unwahrscheinlich sind,
- ...werden im Fall einer starken Elektrifizierung insbesondere auf der Verteilnetzebene entwertet,
- ...bieten aufgrund der Speicher- und Transportfähigkeit von Energie einen systemischen Vorteil, da durch sie Stromnetzausbau und ein starker Anstieg beim Bedarf nach gesicherter Kraftwerksleistung, sowie hohe Umrüstkosten (Heizungen, Dämmung) im Wärmemarkt vermieden werden können.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund der Studie

Die Bundesregierung hat im Klimaschutzplan 2050 umfassende Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen definiert. Bis 2050 sollen die THG-Emissionen um 80 % bis 95 % im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Weiterhin soll bereits bis 2030 eine Minderung von 55 % gegenüber 1990 umgesetzt werden. Das Ziel für 2030 wird zudem durch sektorale Minderungsziele für Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft ergänzt, die jeweils anteilige Beiträge der einzelnen Sektoren zum gesamten Minderungsziel definieren. Tabelle 1 zeigt einen Überblick der einzelnen Ziele des Klimaschutzplans.

Sektor	Emissionen in Mio. t CO ₂ -Äquivalent					Minderung gegenüber 1990 in %	
	1990	2005	2014	2030	2050	2030	2050
Energiewirtschaft	466	397	358	183		61%	
Gebäude	209	154	119	72		66%	
Industrie	283	31	181	143	keine sektoralen Vorgaben	49%	keine sektoralen Vorgaben
Verkehr	163	160	160	98		40%	
Landwirtschaft	88	160	72	61		31%	
Sonstige	39	90	12	5		87%	
SUMME	1248	992	902	562	62 bis 250	55%	80% bis 95%

TABELLE 1: THG-MINDERUNGSZIELE GEMÄß KLIMASCHUTZPLAN

Tabelle 1 verdeutlicht, dass die Realisierung der Klimaziele umfassende Veränderungen für die dargestellten Sektoren bedeutet. Nachdem der Fokus der Energiewende in den vergangenen Jahren hauptsächlich auf der Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor lag, müssen folglich in Zukunft Möglichkeiten zur Vermeidung von Emissionen in allen dargestellten Sektoren erkannt und genutzt werden. Ein zentraler Aspekt bei der Umsetzung ist dabei die Sektorenkopplung. Dieser Begriff bezeichnet die sektorenübergreifende Optimierung der Treibhausgasreduzierung der deutschen Wirtschaft durch Nutzung von Synergieeffekten zwischen den einzelnen Sektoren.

Zwei Konzepte, die unter dem Stichwort Sektorenkopplung intensiv diskutiert werden sind die Nutzung von synthetischen Brennstoffen, insbesondere Power-to-Gas, sowie die strombasierte Erzeugung von Wärme bzw. Antriebe im Verkehr. Power-to-Gas bezeichnet die elektrolysebasierte Erzeugung von Methan oder Wasserstoff, wobei diese in Gebäuden, Industrie und Verkehr genutzt werden können. Alternativ kann Strom direkt genutzt werden, um Wärme zu erzeugen oder elektrische Fahrzeuge zu betreiben. Eine abschließende Bewertung dieser Konzepte hinsichtlich der kostenoptimalen Treibhausgasreduzierung des Energiesektors und der Verbrauchssektoren steht noch aus.

Ein in der aktuellen Diskussion häufig skizzierter Pfad zum Erreichen der Klimaziele ist eine stromseitig getriebene Treibhausgasminderung der Verbrauchssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr (siehe z. B. BMWi 2017). Dieser Pfad fußt auf einer schnell zunehmenden Direktstromnutzung von erneuerbarem Strom z. B. für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen und dem Rückgang anderer Energieträger wie Gas, Öl oder Fern- bzw. Nahwärme. Gleichzeitig werden ambitionierte Entwicklungen bei der Energieeffizienz angenommen. Aufgrund der vergleichsweise hohen Wirkungsgrade der Stromanwendungen ist die Nutzung von CO₂-freiem Strom die vordergründig naheliegende Lösung für die CO₂-Minderung in den Endverbrauchssektoren, insbesondere, wenn man sich auf Angebot und Nachfrage in Bezug auf die Jahresarbeit fokussiert. Bei genauerer Analyse der räumlichen und zeitlichen Struktur von Energieangebot und -nachfrage - d. h. der fluktuierenden EE sowie der großen saisonalen und untertägigen Schwankungen bei der Nachfrage (z. B. im Wärmemarkt) - führt die überwiegende Elektrifizierung zu einem Bedarf an neuen Stromnetzen sowie Energiespeichern. Gleichzeitig werden bestehende Infrastrukturen wie etwa für Gas- oder Wärmenetze in einem solchen Szenario geringer ausgelastet und daher ggf. entwertet.

Für eine umfassende ökonomische Bewertung einer effizienten CO₂-Vermeidungsstrategie ist daher zu untersuchen, welchen Beitrag die bestehenden Gas- und Wärmeinfrastrukturen leisten. Die bestehenden Infrastrukturen für Gas oder Wärme könnten für eine effiziente Erreichung der CO₂-Minderungsziele sowohl kurz- und mittelfristig beitragen. Mit zunehmendem EE-Anteil können sie sogar langfristig an Bedeutung gewinnen:

- Das Gasnetz könnte sich über den Zwischenschritt der strombasierten Herstellung synthetischer Energieträger (Methan oder Wasserstoff durch Power-to-Gas) zu einer Schlüsseltechnologie für den Transport und die Speicherung fluktuierender EE-Erzeugung entwickeln.
- Nah- und Fernwärmenetze könnten als Wärmespeicher eine an die Verfügbarkeit von EE-Strom ausgerichtete Nutzung gewährleisten, z. B. durch Power-to-Heat-Anlagen, die strombasiert Wärme für die Weiterverteilung im Wärmenetz erzeugen.
- Stromnetzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz könnte eingespart werden. Der Bedarf an elektrischen Speichern könnte reduziert werden.
- Als Backup-Kapazität könnten konventionelle Kraftwerke erforderlich werden, die idealerweise mittels KWK bereitgestellt wird.

Eine frühzeitige Festlegung auf eine weitgehende Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren könnte sich in der mittleren und langen Frist volkswirtschaftlich als nachteilig erweisen,

- da sie Flexibilität reduziert vor dem Hintergrund unsicherer zukünftiger Entwicklungen etwa bzgl. des technischen Fortschritts,
- da die Skalierbarkeit einer Elektrifizierung völlig unbekannt ist und ggf. nur im Zusammenspiel mit großen Energieeffizienzmaßnahmen realisierbar ist,
- da sie eine einseitige Infrastrukturabhängigkeit nach Stromnetzen schafft und heute gegebene Versorgungssicherheit durch Redundanz verschiedener Energieinfrastrukturen reduziert.

Die vorliegende Studie hat das Ziel, den Beitrag der bestehenden Gas- und Wärmeinfrastruktur zur effizienten CO₂-Minderung gemäß der Klimaziele zu untersuchen. Die Analyse fokussiert auf die Entwicklungen im Strom- und Wärmesektor im Zeitraum bis 2050. Die Untersuchung erfolgt durch den Vergleich zweier Szenarien (siehe Abschnitt 1.2), die jeweils die Klimaziele 2030, 2040 und 2050 erreichen: Das Szenario Revolution gibt eine weitest mögliche Elektrifizierung des Wärmemarktes vor und Gas- bzw. Wärmenetze verlieren zunehmend an Bedeutung. Das Szenario Evolution macht keine Vorgaben an eine mögliche Elektrifizierung, sondern lässt eine technologieoffene Lösung zu. Bestehende Gas- bzw. Wärmenetze werden so lange wie möglich genutzt, so es denn wirtschaftlich effizient ist. Beide Szenarien werden mit dem Gesamtsystemmodell DIMENSION+ quantifiziert, wobei insbesondere die Rückwirkungen auf den deutschen und europäischen Strommarkt abgebildet werden (siehe Abschnitt 1.3).

1.2 Aufbau der Studie

Im Zentrum der Studie stehen zwei Szenarien, die jeweils eine andere Umsetzung der Treibhausgasreduzierung in Deutschland bis 2050 abbilden:

Im Szenario Revolution wird angenommen, dass der Stromsektor der bedeutendste Treiber für die Umsetzung der Emissionsvermeidungsziele ist. Dieses Szenario unterstellt eine politisch forcierte Elektrifizierung der Endenergiesektoren, welche in eine weitgehende Elektrifizierung in 2050 mündet. Folglich wird die Treibhausgasreduzierung durch die Elektrifizierung aller Sektoren, zum Beispiel durch eine verstärkte Nutzung von strombasierten Technologien zur Wärmeerzeugung in Gebäuden und Industrie, unterstellt. So wird beispielsweise vorgegeben, dass bei den privaten Haushalten bis 2030 mindestens 6 Mio. und 2050 über 13 Mio. Wärmepumpen installiert sind. Dies impliziert auch einen erhöhten Bedarf an zusätzlicher Strominfrastruktur zur Integration der neuen Technologien. Szenario Revolution stellt somit eine ordnungsrechtlich gesteuerte Fortsetzung der Energiewende mit Fokus auf den Stromsektor dar.

Das Szenario Evolution unterstellt dagegen eine integrierte und technologieoffene Treibhausgasreduzierung von Strom und Wärme. Die vorhandene Infrastruktur wird unter Einbeziehung aller verfügbaren Technologieoptionen zum bestmöglichen Gesamtergebnis im Sinne effizienter Treibhausgasreduzierung, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit genutzt. Im Gegensatz zum Szenario Revolution erfolgt somit keine heute vorab festgelegte Fokussierung auf den Stromsektor als zentrales Element der Treibhausgasreduzierung.

Um die Anpassungsfähigkeit der beiden Szenarien auf zentrale Unsicherheiten zu analysieren, wird zusätzlich untersucht, wie sich beide Szenarien entwickeln, wenn strom- bzw. gasbasierte Technologien ab 2030 einen größeren als ursprünglich erwarteten Technologieschub erfahren.

Die Struktur der beschriebenen Szenarien ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Auf Basis der dargestellten Struktur gliedert sich die Studie in drei zentrale Abschnitte:

- Im ersten Abschnitt (Kapitel 2) wird das Szenario Revolution dargestellt. Ziel des ersten Abschnitts ist somit eine konsistente Darstellung einer sektorenübergreifenden Treibhausgasminderung der deutschen Wirtschaft mit Fokus auf strombasierte Technologien bis 2050.
- Der zweite Abschnitt (Kapitel 3) stellt das Szenario Evolution dar. Es wird somit ein alternativer Treibhausgasminderungspfad bis 2050 entworfen, bei dem eine technologieoffene Umsetzung angestrebt wird. Dabei ist insbesondere der Vergleich der Ergebnisse mit dem Szenario Revolution von Interesse.
- Im dritten Abschnitt der Studie (Kapitel 4) wird untersucht, ob die Vermeidung einer frühzeitigen technologischen Fokussierung (wie im Szenario Evolution angenommen) langfristige Vorteile bietet, da auf verschiedene unsichere Zukunftsentwicklung reagiert werden kann.

Basierend auf den Untersuchungsergebnissen erfolgt in Kapitel 5 abschließend eine Beurteilung des Wertes bestehender Gas- und Wärmeinfrastrukturen.

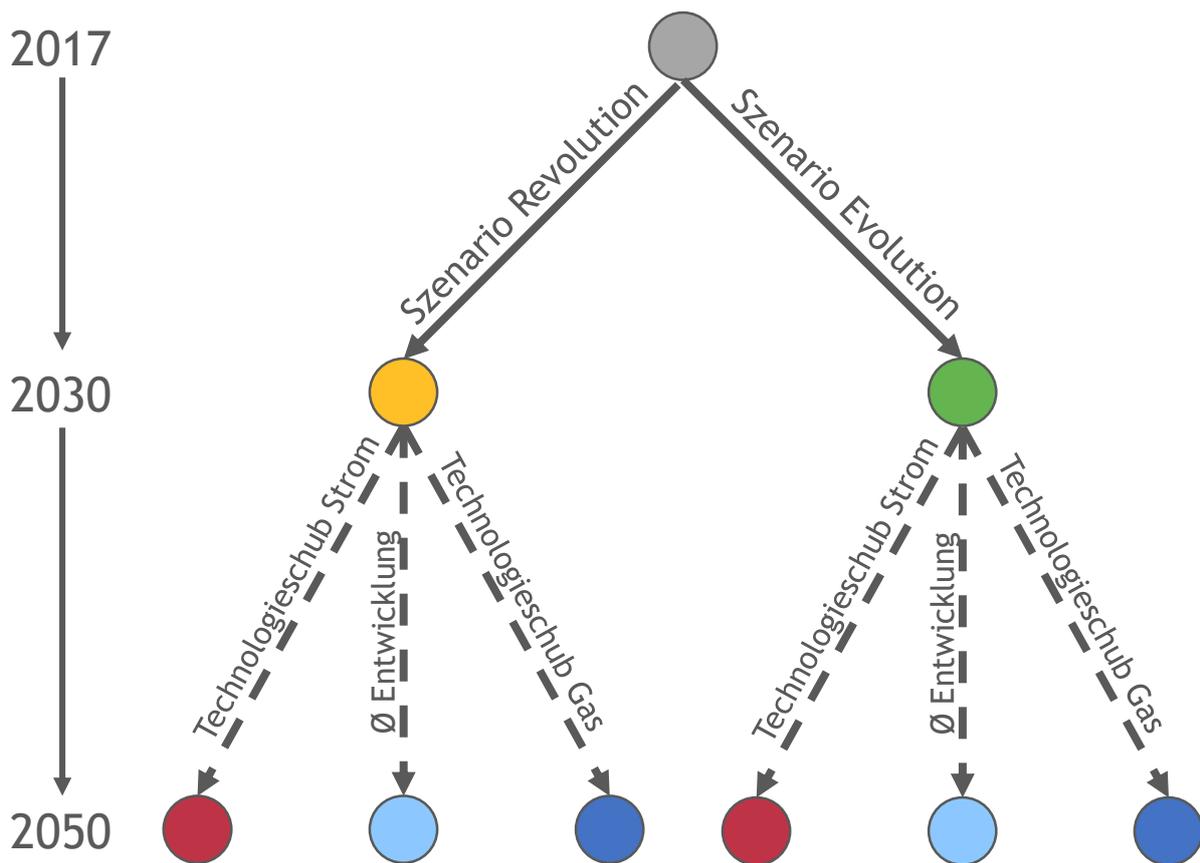


ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER SZENARIOEN

1.3 Methodik

Die Modellierung der beschriebenen Szenarien erfolgt mit dem von ewi ER&S entwickelten Energiesystemmodell DIMENSION+, das die Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie, Verkehr sowie die Energiewirtschaft (d. h. den Stromsektor inkl. KWK) beinhaltet. DIMENSION+ simuliert die aggregierte kostenminimale Entwicklung der genannten Sektoren unter Beachtung der Klimaziele und ermöglicht somit eine sektorenübergreifend konsistente Abbildung von Szenarien für das zukünftige deutsche Energieversorgungssystem. Die Struktur von DIMENSION+ im Rahmen dieser Studie ist in Abbildung 2 dargestellt.

Auf der Nachfrageseite werden die Sektoren Gebäude und Industrie endogen modelliert, während die Entwicklungen im Verkehrssektor exogen abgebildet werden und somit in beiden Szenarien identisch sind. Aus den technologischen Entwicklungen in den Sektoren ergeben sich Endenergiebedarfe, die von DIMENSION+ gedeckt werden. Dazu können Primärenergieträger wie Öl und Erdgas oder Elektrizität, die im Stromsektor erzeugt wird, eingesetzt werden. Dabei werden die strombasierte Herstellung von Wärme und Brennstoffen über Power-to-Heat, Power-to-Gas oder Power-to-Fuel explizit abgebildet. Aus den produzierten Energiemengen ergeben sich Energiepreise, die wiederum die Energienachfrage beeinflussen. Diese gegenseitigen Abhängigkeiten werden endogen erfasst, d. h. Strom- und Wärmesektor werden integriert gerechnet.

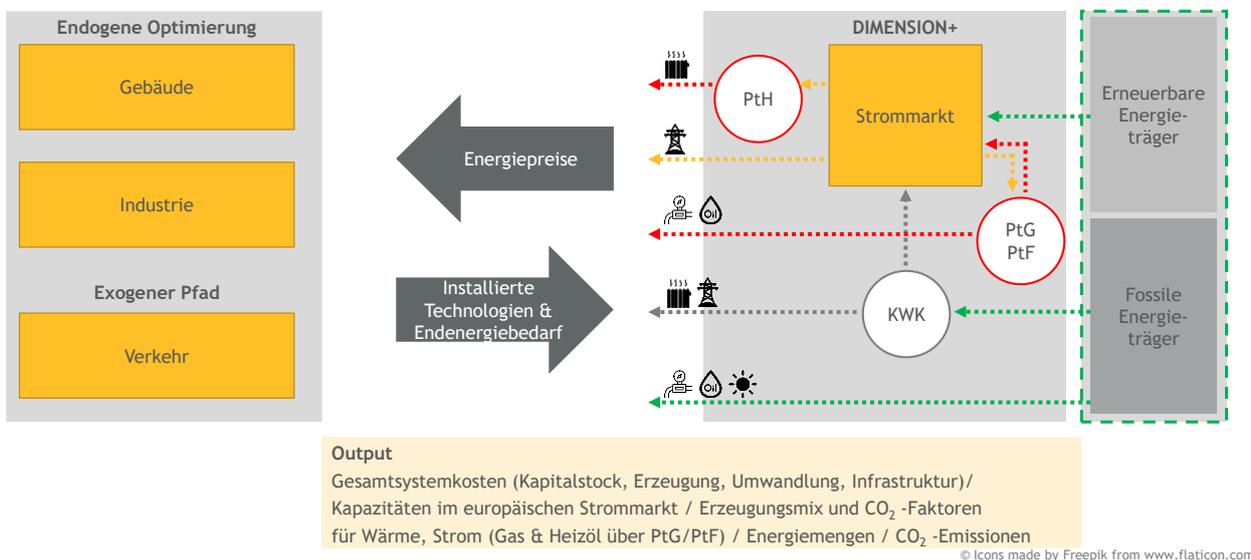


ABBILDUNG 2: STRUKTUR DES MODELLS DIMENSION+

Zentrale Ausgangsgrößen der Modellierung sind neben der sektoralen Endenergienachfrage auch Systemkosten, Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten, installierte Heiztechnologien sowie CO₂-Emissionen. Wichtige Eingangsparameter sind Preise für Primärenergieträger, Investitionskosten und politische Rahmenbedingungen. Von entscheidender Bedeutung ist dabei insbesondere die Abbildung der politischen Vorgaben für CO₂-Emissionen.

Die für diese Untersuchung relevanten Annahmen bezüglich der CO₂-Ziele sind in Abbildung 3 dargestellt. Berücksichtigt werden die endogen modellierten Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Industrie. Im Verkehrssektor ergeben sich die Emissionen aus dem exogenen Entwicklungspfad. Die Emissionen aus dem Verkehr gehen somit in die Zielvorgaben und die Energiebedarfe ein, werden jedoch nicht modellendogen bestimmt. Zu beachten ist, dass im Industriesektor ausschließlich die energiebedingten Emissionen im Rahmen der Optimierung berücksichtigt werden. Prozessbedingte Emissionen (PE), die zum Beispiel bei der Produktion von Zement oder Stahl entstehen, werden zwar konsistent zu den Energieverbräuchen und der Wirtschaftsentwicklung im Industriesektor abgeleitet, gehen jedoch nicht in die modellierten CO₂-Zielvorgaben ein, um die Analyse auf den Energiesektor zu fokussieren. Die Emissionen der Landwirtschaft und sonstige Emissionen werden nicht explizit betrachtet. Es wird jedoch unterstellt, dass diese Sektoren sich gemäß dem sektorenübergreifenden Ziel an der Minderung der CO₂-Emissionen beteiligen.

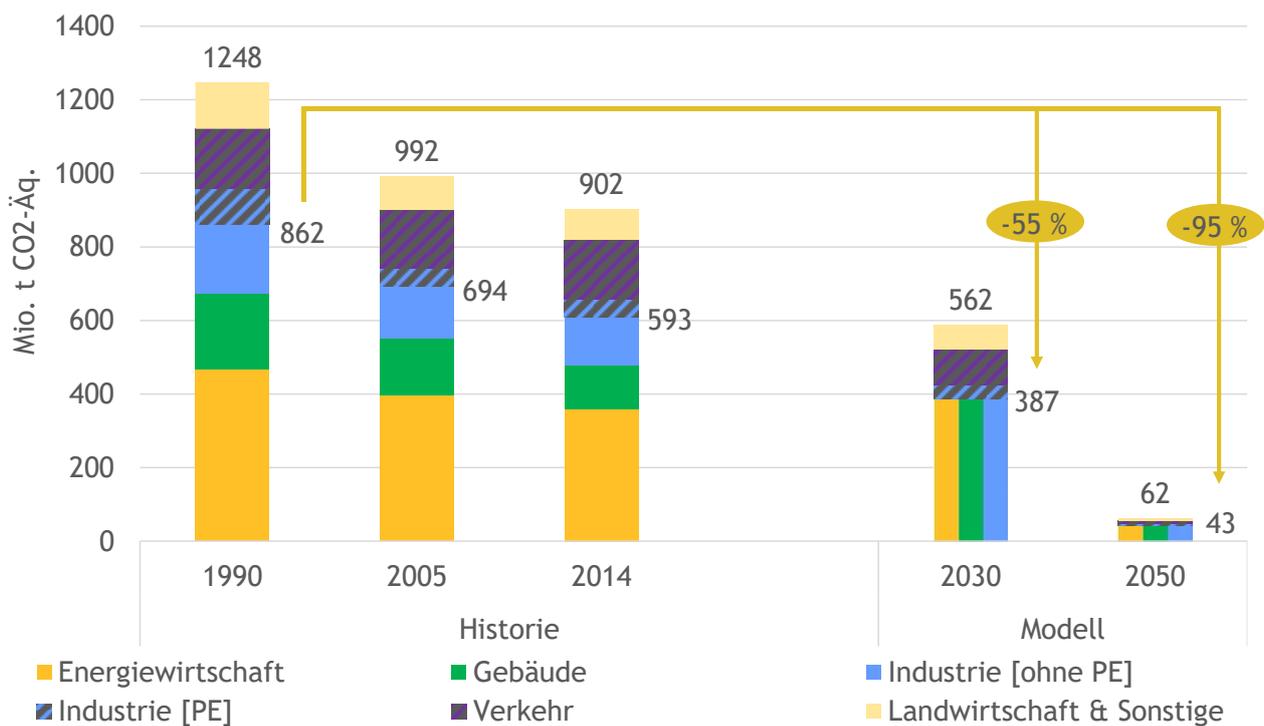


ABBILDUNG 3: MODELLIERUNG DER CO₂-EMISSIONEN

Für 2030 wird eine Realisierung eines CO₂-Minderungsziels von sektorenübergreifend 55 % gegenüber 1990 angenommen. Die sektorenspezifischen Ziele des Klimaschutzplans werden nicht berücksichtigt, da diese einer sektorenübergreifend effizienten CO₂-Vermeidung entgegenstehen. Für 2050 wird eine sektorenübergreifende Reduktion der Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäuden, Industrie (ohne Prozessemissionen) um 95 % gegenüber 1990 simuliert. Es ergibt sich somit eine kostenminimale Verteilung der verbleibenden Emissionen zwischen Energiewirtschaft, Gebäude und energiebedingten Industrieemissionen. Die Emissionen

des Verkehrssektors sowie der Prozessemissionen der Industrie in 2050 ergeben sich aus den exogenen Entwicklungspfaden. Für die Erreichung des nationalen THG-Minderungsziels von 55 % bzw. 95 % müssen entsprechend auch die Sektoren Landwirtschaft und Sonstige ihre Emissionen um 55 % bzw. 95 % reduzieren. Sollte dies in diesen Sektoren nicht gelingen oder möglich sein, würde das THG-Minderungsziel verfehlt oder die Sektoren Gebäude, Industrie und Energiewirtschaft müssten noch zusätzlich mindern.

Abschließend ist anzumerken, dass durch die gewählte Spezifikation mit sektorenübergreifenden Zielen Einsparungen von THG-Emissionen in Deutschland kostenminimal über die betrachteten Sektoren erreicht werden. Für Sektoren, die bereits durch den EU-ETS reguliert werden, sind nationale Ziele bezogen auf eine globale Reduktion von THG-Emissionen ökonomisch jedoch nicht effizient. Dies trifft für das nationale deutsche Klimaziel zu, welches für den Stromsektor (und Teile der Industrie) den EU-ETS überlagert. Da das nationale Ziel zeitgleich zum europäischen EU-ETS erreicht werden muss, kann es zu einer Fehlallokation von CO₂-Ausstoß kommen, d. h. durch die deutsche Minderung im Strom- und Industriesektor können die anderen Länder des EU-ETS die freigewordenen Zertifikate nutzen, solange diese nicht von Deutschland stillgelegt werden. Dieser Effekt kann auch dazu führen, dass beispielsweise die deutschen Stromimporte einen höheren CO₂-Gehalt aufweisen als die heimische Stromproduktion.

Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Modells und der Methodik befindet sich im Anhang.

2 SZENARIO REVOLUTION

2.1 Definition des Szenarios

Das Szenario Revolution bildet eine vom Stromsektor getriebene Treibhausgasminde rung des deutschen Energiesystems ab. In allen betrachteten Sektoren wird eine beschleunigte Elektrifizierung unterstellt, die mit einer Steigerung der Energieeffizienz sowie verstärktem Ausbau von erneuerbaren Energien im Stromsektor kombiniert wird. Im Folgenden werden zentrale Annahmen des Szenarios Revolution erläutert. Darüber hinaus existieren verschiedene Parameter, die in allen Szenarien in dieser Studie als gleich angenommen werden. Diese werden im Anhang dargestellt.

Zentrale Annahme im Gebäudesektor ist eine Fokussierung auf strombasierte Heiztechnologien insbesondere Wärmepumpen. Im Jahr 2030 werden 6 Mio. installierte Wärmepumpen angenommen. Dieser Wert orientiert sich an dem in Agora Energiewende 2017 genannten Zielwert. Zwischen 2017 und 2030 wird ein linearer Anstieg der installierten Wärmepumpen unterstellt. Anschließend wird der Zielwert auf 13 Mio. Wärmepumpen in 2050 fortgeschrieben. Aus diesen Annahmen ergibt sich ein Mindestzubau von knapp 350.000 Wärmepumpen pro Jahr. Zusätzlich wird im Gebäudesektor angenommen, dass eine umfangreiche Sanierung des Gebäudebestandes stattfindet. Auf Basis der Ergebnisse von Agora Energiewende 2017 wird eine Sanierungsrate von 2 % pro Jahr unterstellt. Verglichen mit den aktuellen Sanierungsraten von ca. 0,8 % pro Jahr bedeutet dies somit eine deutlich verstärkte Reduktion des Endenergiebedarfs im Wärmesektor. Aufgrund der hohen Sanierungsraten und der starken Nutzung von dezentralen Wärmepumpen wird zusätzlich angenommen, dass sich das Potenzial für zentrale Fern- bzw. Nahwärme von aktuell 47 TWh auf etwa 25 TWh im Jahr 2050 reduziert.

	2015	2030	2050
< 100 °C	12%	35%	90%
100-500 °C	9%	25%	60%
500-1.000 °C	9%	15%	30%
> 1.000 °C	7%	10%	20%

TABELLE 2: ANTEILE STROMBASIRTER PROZESSWÄRMEERZEUGUNG IM INDUSTRIESEKTOR NACH TEMPERATURNIVEAU

Auch im Industriesektor wird eine verstärkte Nutzung von strombasierten Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme unterstellt. Die Potenziale zur Elektrifizierung in der Industrie sind abhängig von der Branche sowie vom Temperaturniveau, da jeweils unterschiedliche technologische Optionen zur Bereitstellung der Wärme existieren. Folglich werden nach Temperaturniveau differenzierte Pfade für die Durchdringung von strombasierten Technologien

unterstellt. Die angenommenen Anteile der strombasierten Prozesswärmeerzeugung differenziert nach Temperaturniveau sind in Tabelle 2 dargestellt.

Im Verkehrssektor (hier ausschließlich der Straßenverkehr betrachtet) wird eine exogene Entwicklung angenommen, die eine beschleunigte Elektrifizierung des Fahrzeugparks unterstellt. Sowohl bei den Personenkraftwagen (PKW) als auch bei den leichten Nutzfahrzeugen (LNF) wird eine Erhöhung des Anteils von Elektrofahrzeugen auf 70 % bis 2050 unterstellt. Im Jahr 2030 beträgt der angenommene Anteil 30 %. Bei einer leicht steigenden Fahrleistung entspricht dies einer Anzahl von 33 Mio. Elektro-PKW und 2 Mio. Elektro-LNF. Die Stromnachfrage des Verkehrssektors steigt somit auf 28 TWh in 2030 und 69 TWh in 2050 an. Die resultierende Endenergienachfrage sowie die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors sind in Abbildung 4 dargestellt.

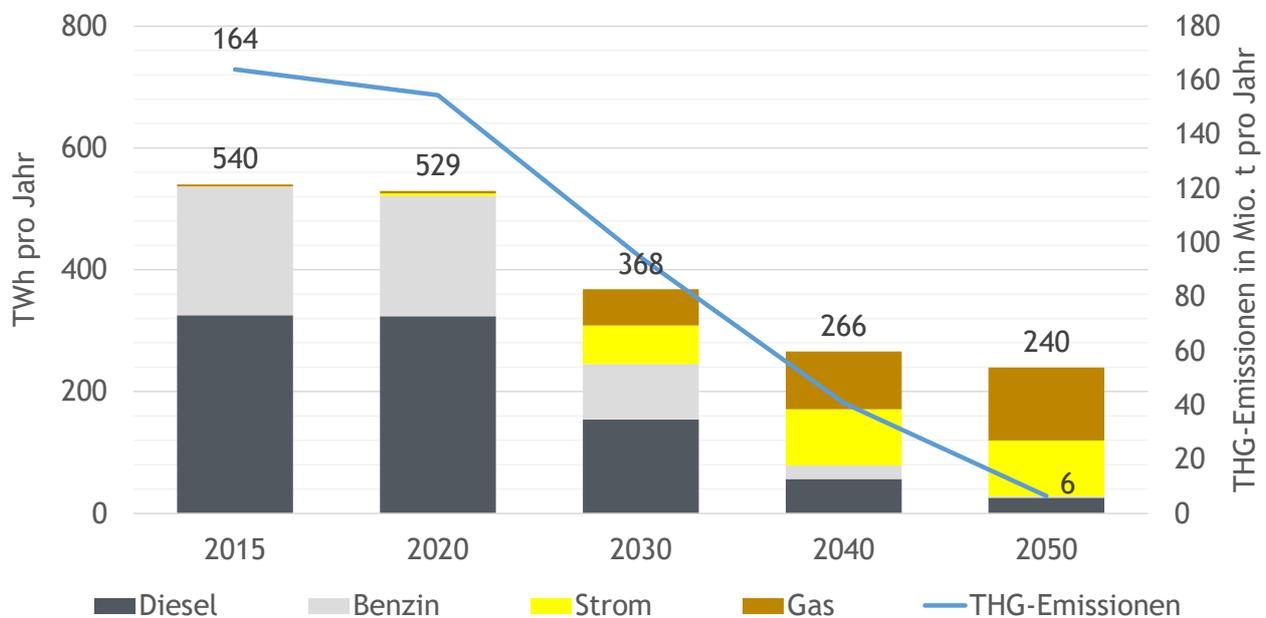


ABBILDUNG 4: ENDENERGIEVERBRAUCH UND CO₂-EMISSIONEN IM STRAßENVERKEHRSSSEKTOR

2.2 Entwicklung der THG-Emissionen

Die THG-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Industrie sinken entsprechend der Zielvorgaben bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 auf 378 Mio. t CO₂-Äq und bis 2050 um 95 % gegenüber 1990 auf 43 Mio. t CO₂-Äq. Dies entspricht im Vergleich zu 2015 einer zusätzlichen Minderung von 37 % bis 2030 und 93 % bis 2050. Der beschriebene Minderungspfad ist in Abbildung 5 grafisch dargestellt.¹

¹ Die Darstellung enthält keine Prozessemissionen.

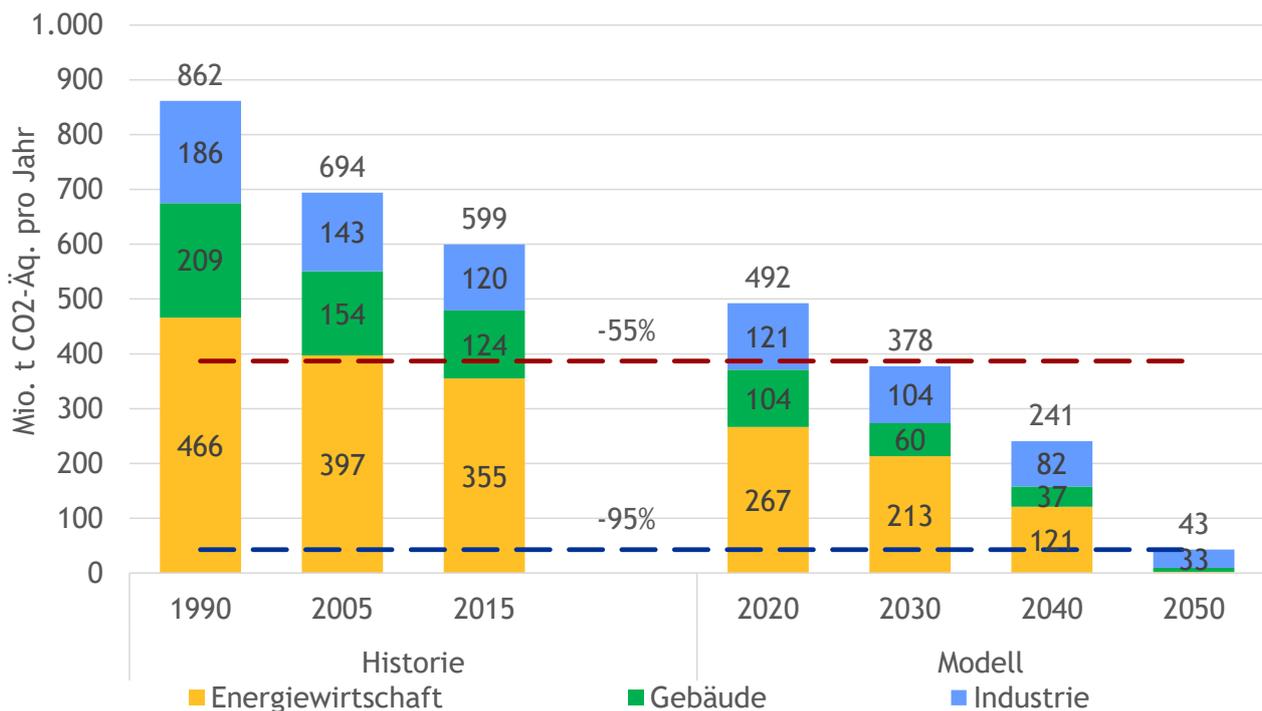


ABBILDUNG 5: ENTWICKLUNG DER THG-EMISSIONEN IM SZENARIO REVOLUTION

Abbildung 5 verdeutlicht, dass die Umsetzung des 95 % Ziels im Jahr 2050 mit einer fast vollständigen Treibhausgasneutralität des deutschen Energiesektors verbunden ist. Gleichzeitig wird aber Strom importiert, der entsprechend dem EU-ETS noch eine geringe CO₂-Intensität hat. Mit 33 Mio. t CO₂-Äq wird der weitaus größte Anteil der verbleibenden Emissionen vom Industriesektor beansprucht. Im Gebäudesektor und Verkehrssektor verbleiben in 2050 7 Mio. t CO₂-Äq bzw. 6 Mio. t CO₂-Äq. Die technologischen und strukturellen Veränderungen, die zu der dargestellten Entwicklung in den einzelnen Sektoren führen werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

2.3 Endenergienachfrage

2.3.1 Gebäudesektor

2017 BIS 2030

Zur Treibhausgasreduzierung des Gebäudesektors² erfolgt im Szenario Revolution annahmegemäß ein starker Ausbau von Wärmepumpen in Wohngebäuden. In 2030 sind Wärmepumpen die primäre Heizquelle in über 6 Mio. Gebäuden. Dabei ersetzen diese im Technologiemix vor allem Ölheizungen und in geringerem Umfang auch Gasheizungen. Am vorteilhaftesten ist die

² Der Gebäudesektor umfasst in dieser Studie den Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser von Privathaushalten, GHD und Industrie. Des Weiteren enthält er den Endenergiebedarf von Privathaushalten für Klimakälte, Beleuchtung, mechanische Energie, IKT, Prozesskälte & sonstige Prozesskälte und sonstige Prozesswärme. Diese Aufteilung der Bereiche aus den AG Energiebilanzen entspricht dem Klimaschutzplan.

Installation von Wärmepumpen dabei vor allem in gut gedämmten Einfamilienhäusern oder Neubauten. Die Anzahl der primären Heizsysteme in Wohngebäuden ist in Abbildung 6 dargestellt.

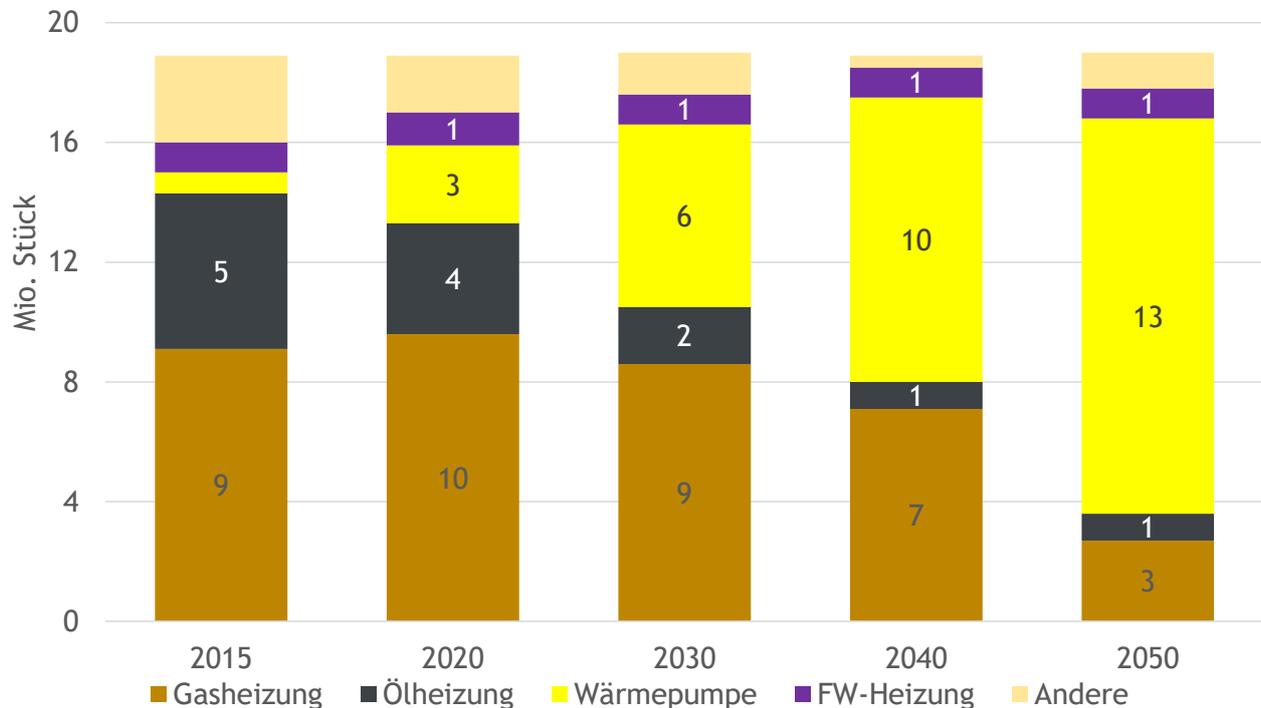


ABBILDUNG 6: PRIMÄRE HEIZSYSTEME IN WOHNGBÄUDEN IM SZENARIO REVOLUTION

Aufgrund der technologischen Anforderungen von Wärmepumpen und der erforderlichen Steigerung der Energieeffizienz sind Maßnahmen zur Gebäudedämmung im Szenario Revolution von entscheidender Bedeutung. Der gesamte Endenergiebedarf im Gebäudesektor wird durch zusätzliche Dämmung gegenüber dem Ist-Zustand in 2015 um 28 % bis 2030 reduziert. Die aus Technologiemix und Dämmung resultierende Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser ist in Abbildung 7 dargestellt. Die Stromnachfrage steigt bis 2030 auf 60 TWh an. Die Nachfrage nach Gas reduziert sich bis 2030 auf 256 TWh.

2030 BIS 2050

Wie in Abbildung 6 ersichtlich, ersetzen ab 2030 Wärmepumpen zunehmend Gasheizungen und Fern- bzw. Nahwärmeanschlüsse, um eine Realisierung des angenommenen Ausbaus von Wärmepumpen auf 13 Mio. Einheiten in 2050 zu ermöglichen. Dabei kommen Wärmepumpen auch vermehrt in älteren und größeren Wohnhäusern zum Einsatz. Die Anzahl an installierten Gasheizungen sinkt zwischen 2030 und 2050 um etwa 6 Mio. auf 3 Mio. Heizungsanlagen ab. Zu beachten ist, dass auch im Jahr 2050 noch Ölheizungen im Technologiemix vertreten sind, da nicht alle Häuser mit Gasanschlüssen ausgestattet sind und die Dämmung der Wohngebäude nicht überall ausreichend für den Einsatz von Wärmepumpen ist.

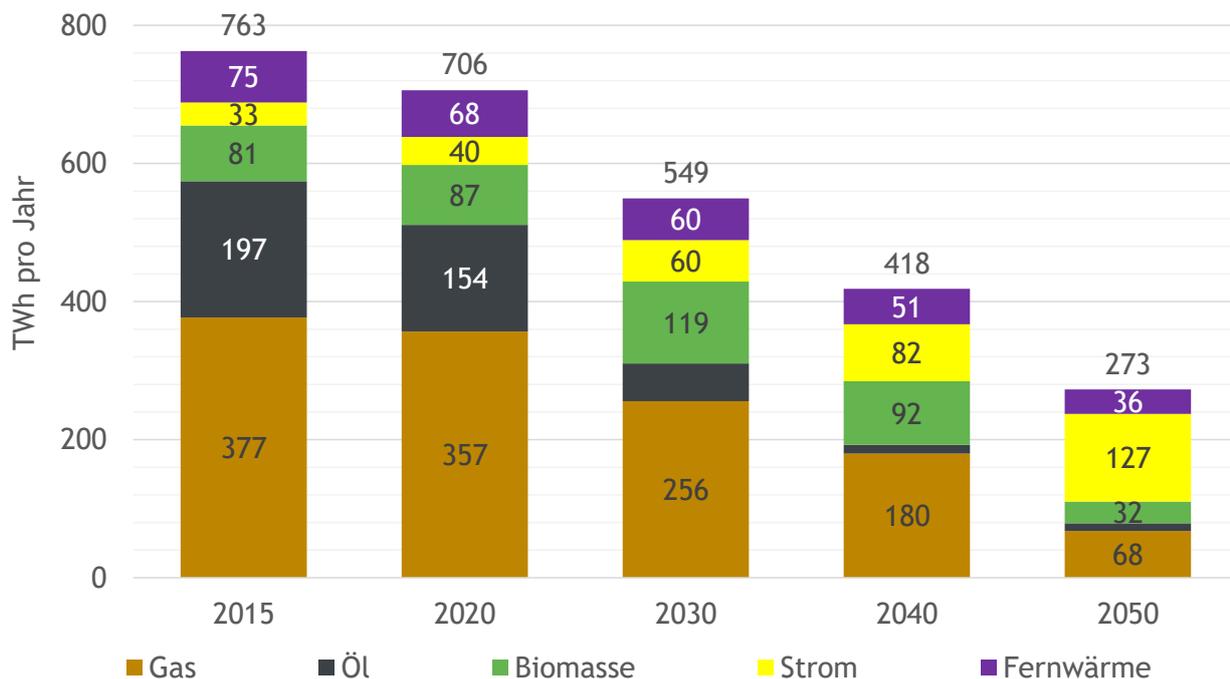


ABBILDUNG 7: ENDENERGIENACHFRAGE FÜR RAUMWÄRME UND WARMWASSER IN WOHNGBÄUDEN IM SZENARIO REVOLUTION

Der gesamte Endenergiebedarf (Abbildung 7) für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor wird bis 2050 durch zusätzliche Dämmung gegenüber dem Ist-Zustand in 2015 um 64 % und gegenüber 2030 um 50 % reduziert. Die Stromnachfrage steigt bis 2050 auf 127 TWh an. Der Anteil von Strom im Endenergieverbrauch steigt aufgrund der zusätzlichen Wärmepumpen von 11 % in 2030 auf 47 % in 2050. Damit ist Strom im Jahr 2050 der mit Abstand bedeutendste Energieträger zur Wärmeerzeugung in Wohngebäuden. Die Gasnachfrage sinkt stark ab auf 68 TWh in 2050.

2.3.2 Industriesektor

Die Entwicklung des Industriesektors ist geprägt von zwei gegenläufigen Entwicklungen. Zum einen wird eine um 1,3 % pro Jahr steigende Bruttowertschöpfung angenommen, zum anderen wird eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz unterstellt. Im Ergebnis ergeben sich somit eine deutlich steigende Energieproduktivität und ein etwa konstanter Verlauf der gesamten industriellen Endenergienachfrage. Aufgrund der vorhandenen Produktionsprozesse und -anlagen ist die Struktur des industriellen Energieverbrauchs vergleichsweise rigide, da eine Umstellung auf strombasierte Technologien zum Teil erhebliche Anpassungen an den Prozessketten oder sogar die Neuerrichtung von kompletten Produktionsstandorten erfordert. Folglich ist die Eignung von Strom als Energieträger zur Erzeugung von Prozesswärme stark branchenabhängig. Gut geeignet für die Elektrifizierung von Prozessen sind dabei vor allem Branchen, die ein vergleichsweise niedriges Temperaturniveau der Prozesswärme in der Produktion erfordern. Dies sind zum Beispiel die Papierindustrie, die Nahrungsmittelindustrie und Teile der Chemieindustrie.

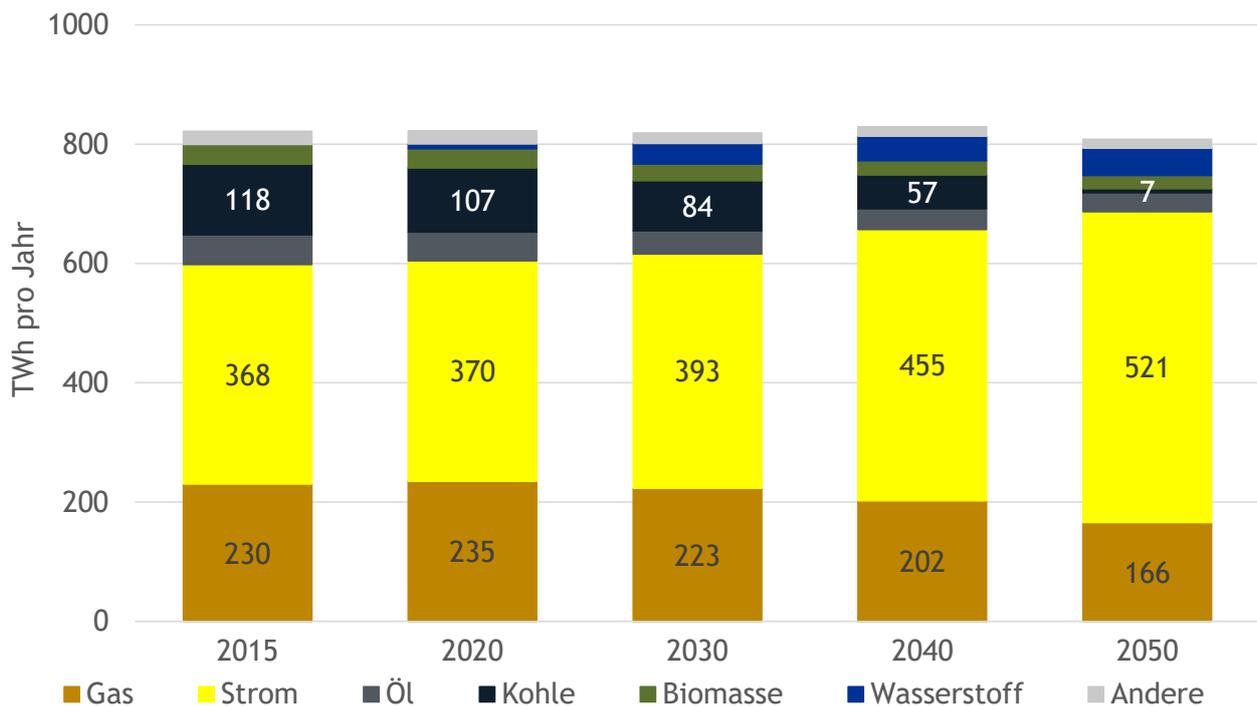


ABBILDUNG 8: ENDENERGIENACHFRAGE IM INDUSTRIESEKTOR IM SZENARIO REVOLUTION

2017 BIS 2030

Aufgrund der erläuterten starren Struktur der industriellen Energienachfrage erfolgt in der Industrie bis 2030 ein moderater Anstieg des Stromverbrauchs von 368 TWh in 2015 auf 393 TWh in 2030. Die Gasnachfrage sinkt im Vergleich zu 2015 leicht von 230 auf 223 TWh ab. Auch die Nachfrage nach Kohle ist leicht rückläufig von 118 TWh in 2015 auf 84 TWh in 2030. Insgesamt sind die Veränderungen im industriellen Endenergiebedarf bis 2030 aufgrund der erläuterten relativ starren Produktionsstrukturen klein. Die Entwicklung der resultierenden Endenergienachfrage der Industrie ist in Abbildung 8 grafisch dargestellt.

2030 BIS 2050

Bis 2050 erfolgt eine zusätzliche Elektrifizierung von Industrieprozessen, die zu entsprechend steigendem Bedarf an Elektrizität führt. Die Stromnachfrage steigt von 393 TWh in 2030 auf 521 TWh in 2050. Die Gasnachfrage ist zwischen 2030 und 2050 rückläufig. Dennoch bleibt Gas mit einem Bedarf von 166 TWh auch in 2050 als bedeutender Energieträger im industriellen Energiemix erhalten. Auch Kohle bleibt als Energieträger im Energiemix 2050, da insbesondere in der Stahlindustrie eine Substitution der Kohle als Reduktionsmittel nur durch eine Umstellung der gesamten Produktionskette möglich wäre.

2.4 Stromsektor

Die in den vorigen Abschnitten dargestellte Entwicklung der Stromnachfrage in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr verändert die Anforderungen an den Stromsektor. Die entsprechende Entwicklung von Stromerzeugung, Kraftwerkskapazitäten und Stromaußenhandel wird im Folgenden erläutert.

2.4.1 Nettostromerzeugung und Nettostromnachfrage

2017 BIS 2030

Die Nettostromnachfrage steigt bis 2030 auf 701 TWh an. Dies entspricht einer Steigerung um 125 TWh bzw. 22 % gegenüber 2015. Dieser Anstieg ist vor allem im steigenden Strombedarf des Verkehrssektors begründet. Dieser steigt von aktuell 12 TWh auf 77 TWh. Darüber hinaus steigt die Stromnachfrage jedoch auch in den anderen betrachteten Sektoren. Die Stromnachfrage des Gebäudesektors steigt aufgrund der vermehrten Nutzung von Wärmepumpen von 140 TWh auf 161 TWh. Die industrielle Stromnachfrage steigt aufgrund der Elektrifizierung von Produktionsanlagen von 368 TWh auf 393 TWh. Zudem werden mit 11 TWh in 2030 erstmals bedeutende Mengen an elektrischer Energie zur elektrolysebasierten Erzeugung von synthetischen Brennstoffen genutzt.

Die Struktur der Stromerzeugung verändert sich im Zeitverlauf fundamental. Der Anteil von erneuerbaren Energieträgern im Erzeugungsmix steigt bis 2030 auf 61 %. Den stärksten Anstieg verzeichnet dabei die Stromerzeugung aus onshore Windenergie, die von 58 TWh in 2015 auf 211 TWh in 2030 ansteigt. Bereits ab 2025 wird die onshore Windenergie zum bedeutendsten Energieträger im deutschen Stromerzeugungsmix. Auch offshore Windenergie und Photovoltaik verzeichnen deutliche Zuwächse. Die Stromerzeugung von offshore Windkraftanlagen steigt auf 54 TWh in 2030. Die Stromerzeugung aus Solaranlagen steigt auf 85 TWh in 2030. Ab 2025 wird über die Hälfte des deutschen Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt.

Die konventionelle Stromerzeugung sinkt im Zeitverlauf deutlich ab (vgl. Abbildung 9). Zunächst sinkt insbesondere die Stromerzeugung aus Kernenergie aufgrund des politisch beschlossenen Ausstiegs auf null. Aufgrund dieses Rückgangs bleiben die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Gas im Jahr 2025 mit bedeutenden Anteilen in der Stromerzeugung. Bis 2030 reduziert sich dann insbesondere der Anteil von Kohlekraftwerken. Dennoch werden auch in 2030 54 TWh aus Steinkohle und 65 TWh aus Braunkohle erzeugt. Die gesamte Nettostromerzeugung steigt bis 2030 zunächst nur leicht an auf 654 TWh.

2030 BIS 2050

Die skizzierte Entwicklung setzt sich nach 2030 weitgehend fort oder beschleunigt sich. Die Nettostromnachfrage steigt bis 2050 auf 959 TWh. Dies entspricht einer weiteren Steigerung gegenüber 2030 von 257 TWh bzw. 37 %. Gegenüber 2015 entspricht dies einer Steigerung von

66 %. Der Anteil erneuerbarer Energiequellen in der Nettostromerzeugung steigt bis 2050 weiter auf 83 % an. Dies entspricht einem weiteren Anstieg der Stromerzeugung aus onshore Windenergie auf 373 TWh in 2050. Auch die Stromerzeugung aus offshore Windenergie und Photovoltaik nimmt zwischen 2030 und 2050 deutlich zu auf 139 TWh bzw. 192 TWh.

Auch der Rückgang der konventionellen Stromerzeugung setzt sich zwischen 2030 und 2050 fort. Kohleverstromung verschwindet nach 2030 schrittweise aus dem Stromerzeugungsmix bis in 2050 ausschließlich Gas als konventioneller Kraftwerkstyp mit einer Menge von 84 TWh erhalten bleibt. Das in 2050 zur Stromerzeugung genutzte Gas besteht ausschließlich aus synthetischen Brennstoffen. Die gesamte Nettostromerzeugung steigt zwischen 2030 und 2050 stark an auf 875 TWh. Dies entspricht einer relativen Zunahme von 36 % gegenüber 2030. Abbildung 9 stellt die Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland grafisch dar.

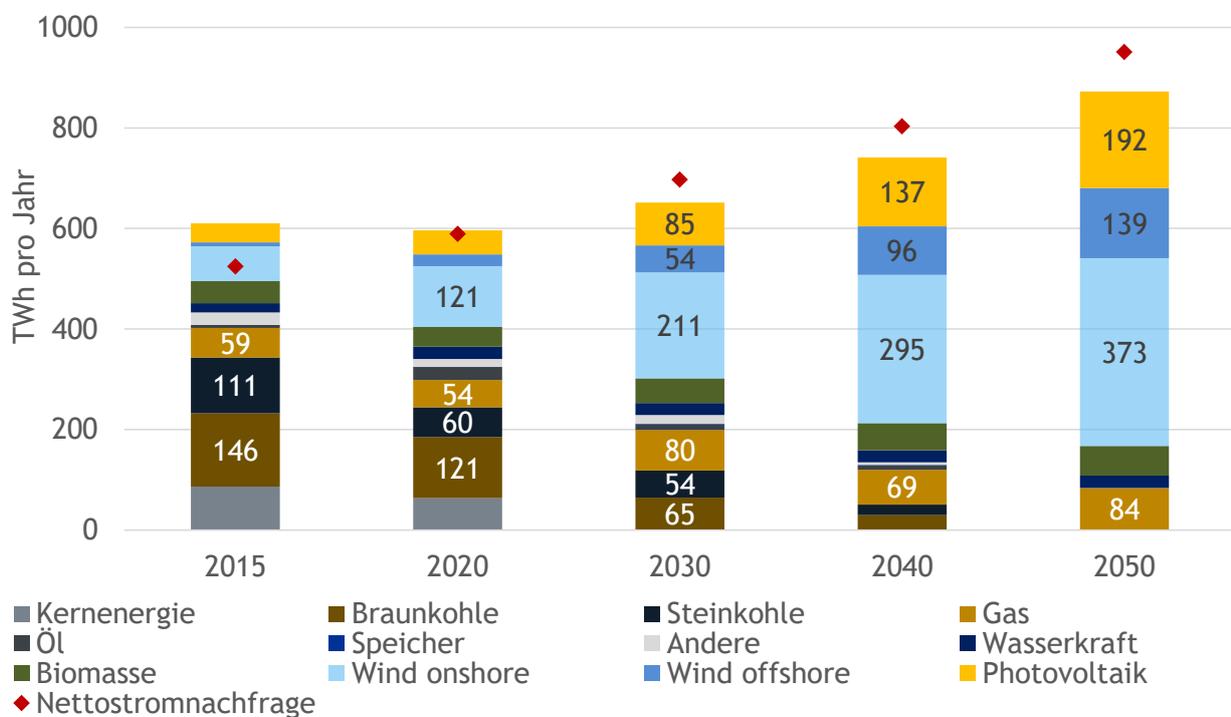


ABBILDUNG 9: NETTOSTROMERZEUGUNG IM SZENARIO REVOLUTION

2.4.2 Kraftwerkspark

2017 BIS 2030

Zur Bereitstellung der beschriebenen Stromerzeugung steigt die installierte Leistung von Erzeugungstechnologien auf Basis von erneuerbaren Energieträgern bis 2030 stark an. Die installierte Leistung von onshore Windkraftanlagen wird bis 2030 gegenüber 2015 mehr als verdoppelt auf 101 GW. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen verzeichnet einen ähnlich starken Anstieg von 38 GW in 2015 auf 89 GW in 2030. Offshore Windkraftanlagen werden auf eine installierte Leistung von 15 GW in 2030 ausgebaut. Dies bedeutet, dass bis 2030 jährlich 4 GW an neuen Wind- und 3,4 GW PV-Kapazitäten netto zugebaut werden. Die Entwicklung des

erneuerbaren Kraftwerksparks ist in Abbildung 10 grafisch dargestellt. Das Modell bildet lediglich Flächenpotenziale für Erneuerbare Energien ab, aber keine Netzrestriktionen oder Akzeptanzthemen z. B. bezüglich des Ausbaus von Wind onshore. Daher sind ggfs. auch höhere Installationen an Wind offshore bzw. geringere an Wind onshore denkbar, was die Ergebnisse in ihrer grundsätzlichen Aussage aber nicht beeinflussen würde.

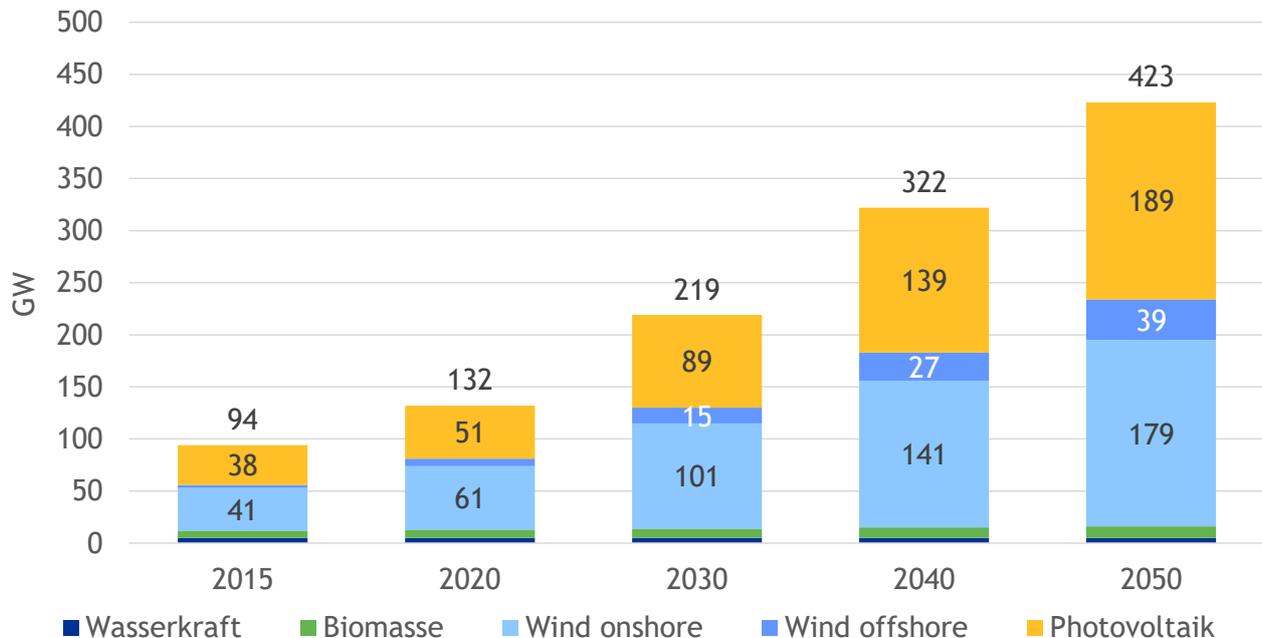


ABBILDUNG 10: INSTALLIERTE LEISTUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN IM SZENARIO REVOLUTION

Im konventionellen Kraftwerkspark findet zunächst der Kernenergieausstieg bis 2022 statt. Anschließend erfolgt eine schrittweise Umstellung auf flexible Gaskraftwerke, die aufgrund der vergleichsweise niedrigen spezifischen Investitionskosten Back-up Kapazitäten für die wetterabhängige und volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien bereitstellen können. Bis 2030 steigt die installierte gesicherte Leistung von Gaskraftwerken (inkl. Gas-KWK) auf 79 GW an, was einem Zubau von 48 GW gegenüber 2015 entspricht. Die installierte Leistung von Kohlekraftwerken reduziert sich bis 2030 auf 18 GW. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks im Zeitverlauf.³

Die erforderliche gesicherte Leistung im Stromversorgungssystem steigt aufgrund der starken Elektrifizierung und der entsprechend veränderten Struktur der Stromnachfrage im Szenario Revolution im Zeitverlauf stark an. Bis 2020 ergibt sich eine Spitzenlast von 93 GW, die bis 2030 deutlich ansteigt auf 110 GW. Die Aufteilung der Spitzenlast auf die verschiedenen Sektoren ist in Abbildung 12 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Anstieg bis 2030 im Wesentlichen auf die verstärkte Nutzung von Wärmepumpen im Gebäudesektor zurückzuführen ist. Auch die Spitzenlast des Verkehrssektors steigt aufgrund der verstärkten Nutzung von Elektrofahrzeugen bis 2030 auf 14 GW an. Bei der Interpretation von Abbildung 12 ist zu beachten, dass die Summe der einzelnen

³ Neben der Deckung einer absoluten Spitzenlastsituation muss im Modell außerdem eine zweiwöchige kalte Dunkelflaute überbrückt werden können. In einem solchen langen Zeitraum können Speicher wie z. B. Batterien nur sehr eingeschränkt zur Deckung der Nachfrage beitragen. Daher wird insbesondere im Zeitraum bis 2030 nur in geringem Maße in Batterien zur Absicherung der Spitzenlast investiert.

sektoralen Spitzenlasten größer als die aggregierte Spitzenlast in Deutschland ist. Dies ist auf unterschiedliche Lastprofile in den Sektoren zurückzuführen, die Ausgleichseffekte und damit eine Reduktion der aggregierten Spitzenlast ermöglichen.

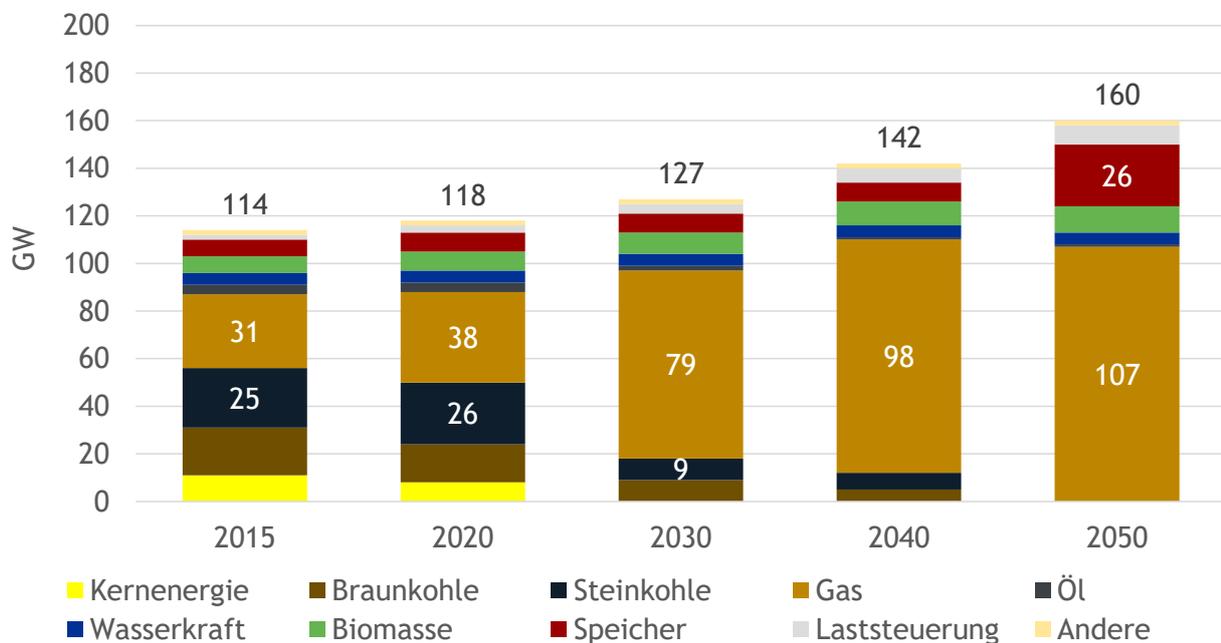


ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IM SZENARIO REVOLUTION

2030 BIS 2050

Die installierte Leistung von Kraftwerken, die auf erneuerbaren Energien basieren steigt zwischen 2030 und 2050 weiter stark an. Die Kapazität von onshore Windkraftanlagen steigt bis 2050 auf 179 GW, was etwa einer Vervielfachung gegenüber dem Wert von 2015 und einem Zubau von fast 80 GW gegenüber 2030 entspricht. Die Photovoltaik wird bis 2050 auf eine Leistung von 189 GW ausgebaut. Dies entspricht der fünffachen installierten Leistung von 2015 und mehr als der doppelten Leistung von 2030. Auch die offshore Windenergie wird zwischen 2030 und 2050 stark ausgebaut auf einen Wert von 39 GW. Die starken Zubauten von onshore Windenergie führen zu einer Ausschöpfung der angenommenen Flächenpotenziale für Windkraftwerke an Land in 2050. Auch für Photovoltaikanlagen werden die Potenzialgrenzen in den sonnenreicheren deutschen Gebieten erreicht.⁴ Ausschließlich in Norddeutschland verbleiben in 2050 freie Dachflächen für Photovoltaikanlagen.

Im konventionellen Kraftwerkspark findet zwischen 2030 und 2050 aufgrund der steigenden Stromnachfrage und dem folglich steigenden Bedarf an gesicherter Leistung ein deutlicher Anstieg der installierten Leistung auf insgesamt 134 GW in 2050 statt. Kohlekraftwerke verbleiben bis 2040 im Kraftwerkspark, der konventionelle Kraftwerkspark in 2050 basiert dagegen fast ausschließlich auf Gaskraftwerken. Diese werden bis 2050 auf eine Gesamtleistung von 107 GW ausgebaut, was

⁴ Es werden in Deutschland für Wind onshore 10.000 km² Potenzialflächen unterstellt, was 179 GW installierter Leistung entspricht. Für Photovoltaikanlagen werden Leistungspotenziale von 105 GW (Dach) bzw. 158 GW (Freiflächen) unterstellt. Diese Flächen sind u.a. nach Volllaststunden in unterschiedliche Regionen unterteilt.

einem Zuwachs von etwa 30 GW zwischen 2030 und 2050 entspricht. Darin enthalten sind auch Gas-KWK, die z. B. auch zum Ersatz bestehender Kohle-KWK gebaut werden.

Auch die Spitzenlast steigt bis 2050 aufgrund der fortgesetzten Elektrifizierung weiter an und beträgt 142 GW in 2050. Ein wesentlicher Grund für diesen Anstieg ist der weiter verstärkte Ausbau von Wärmepumpen, der zu einem deutlichen Anstieg in der Spitzenlast des Gebäudesektors führt. Zusätzlich steigt auch der Bedarf an gesicherter Leistung in der Industrie, da vermehrt eine Umstrukturierung der Produktionsprozesse auf strombasierte Technologien stattfindet. Auch der Verkehrssektor hat im Jahr 2050 einen signifikanten Bedarf an gesicherter Leistung. Dieser bleibt jedoch im Vergleich zum Gebäude- und Industriesektor mit 22 GW vergleichsweise klein.

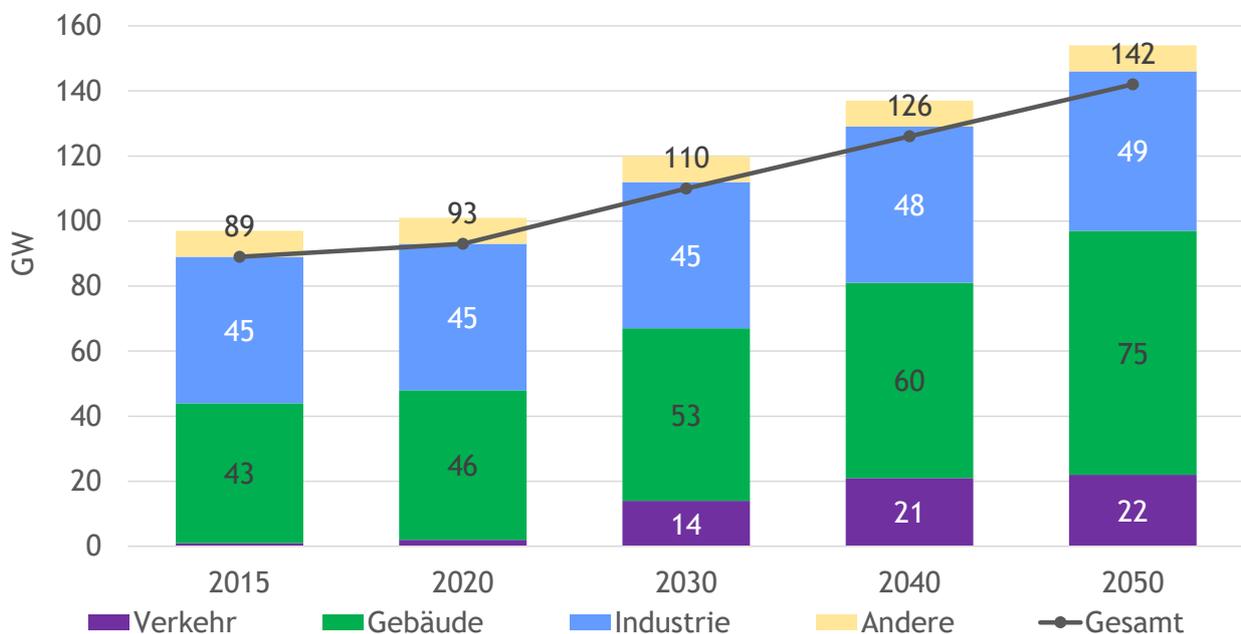


ABBILDUNG 12: ENTWICKLUNG DER SPITZENLAST IM SZENARIO REVOLUTION

2.4.3 Stromaußenhandel

2017 BIS 2030

Aufgrund der steigenden inländischen Stromnachfrage ergeben sich neben den Veränderungen im Stromerzeugungsmix auch Veränderungen in der deutschen Stromaußenhandelsbilanz. Bis 2020 sinken die Nettostromexporte auf 9 TWh. Ab 2030 wird Deutschland Nettostromimporteur. Im Jahr 2030 betragen die Nettostromimporte 43 TWh. Diese Entwicklung ist getrieben durch den deutschen Kernenergieausstieg sowie die aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung steigende Stromnachfrage.

Bei der Betrachtung des restlichen europäischen Strommarktes in Abbildung 14 lässt sich erkennen, dass in Europa in beiden Szenarien die Erzeugung aus Erneuerbaren bis 2030 stark

wächst und sich im Vergleich zum heutigen Stand fast verdoppelt. Trotz leichtem Anstieg der Stromnachfrage wird die Erzeugung aus Steinkohle (-44 % im Vergleich zu 2015), Gas (-53 %) und Öl (-47 %) im Zeitraum bis 2030 stark reduziert.

2030 BIS 2050

Zwischen 2030 und 2050 steigen die Nettostromimporte weiter an. In 2050 betragen die deutschen Nettostromimporte 76 TWh. Der weitere Anstieg der Importe ist in den ambitionierten nationalen CO₂-Minderungszielen begründet. Aufgrund dieser Ziele wird Elektrizität zunehmend aus dem Ausland importiert, um inländische Produktion aus konventionellen Energieträgern zu vermeiden. Aufgrund der verbleibenden EU-ETS-Zertifikate in 2050 ist davon auszugehen, dass der aus dem Ausland importierte Strom noch geringe Mengen an CO₂ enthält. Abbildung 13 zeigt den zeitlichen Verlauf von Exporten, Importen und Nettoimporten grafisch.

Bis 2050 wächst die Erzeugung aus Erneuerbaren in Europa im Vergleich zu 2030 um weitere 45 %. Andererseits wird die Erzeugung aus Kohle und Öl um über 95 % im Vergleich zu 2015 gesenkt. Dies lässt sich auf die auch europaweit strikter werden Emissionsminderungsziele zurückführen. Die Erzeugung aus Gas sinkt im Vergleich zu 2015 nur um etwa 15 %.

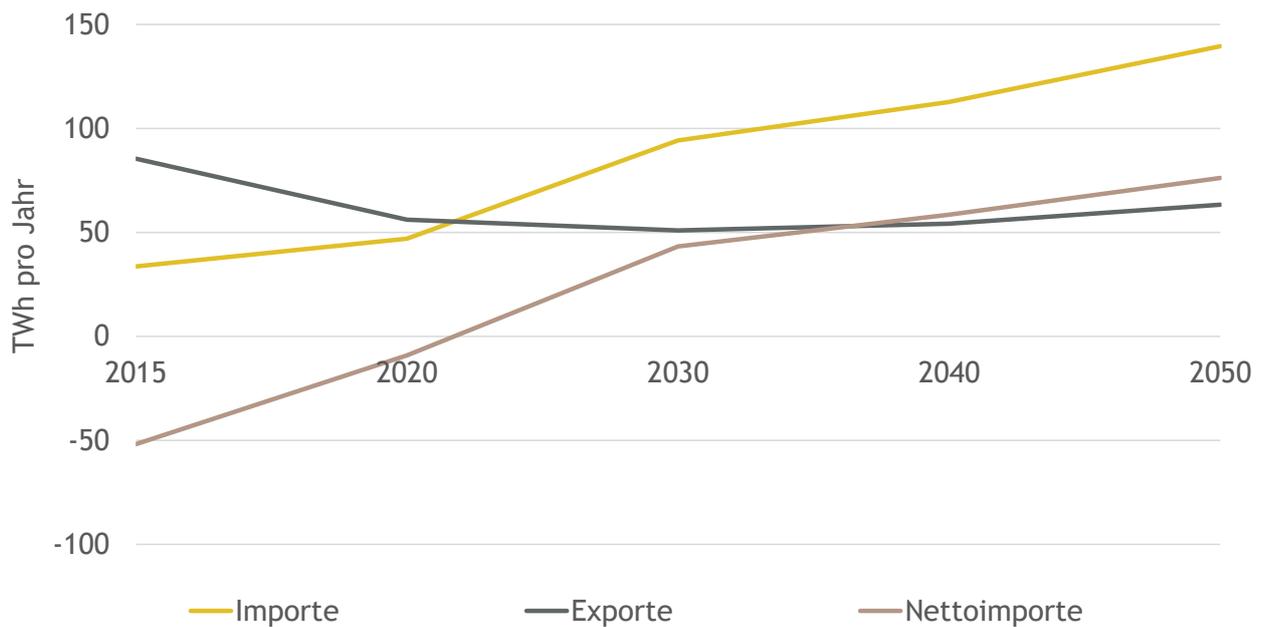


ABBILDUNG 13: ENTWICKLUNG DES DEUTSCHEN STROMAUßENHANDELS IM SZENARIO REVOLUTION

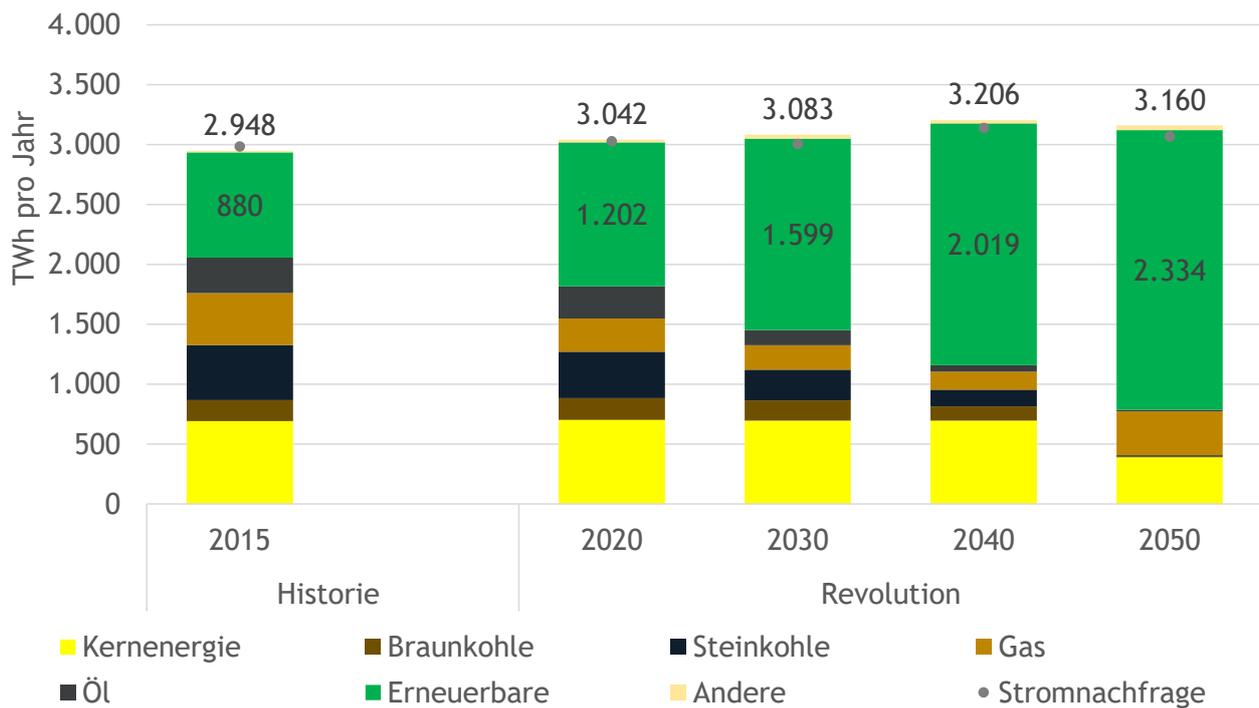


ABBILDUNG 14: ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN STROMERZEUGUNG (OHNE DEUTSCHLAND) IM SZENARIO REVOLUTION⁵

2.5 Einsatz von synthetischen Brennstoffen

2017 BIS 2030

Neben dem direkten Einsatz von emissionsfreien Energieträgern können auch synthetische Brennstoffe, die mit emissionsfreiem Strom erzeugt wurden, zur Treibhausgasminderung der Energieversorgung eingesetzt werden. Im Szenario Revolution erfolgt ab 2030 ein signifikanter Einsatz von synthetischen Brennstoffen von 30 TWh im Verkehrssektor und 10 TWh im Industriesektor. Der wesentliche Teil dieses Bedarfs an synthetischen Brennstoffen wird aus dem europäischen Ausland importiert.

2030 BIS 2050

Bis zum Jahr 2040 steigt der Bedarf an synthetischen Brennstoffen im Verkehrssektor auf 87 TWh an, während der Bedarf in den anderen Sektoren unverändert bleibt. In 2050 ist dann ein umfassender Einsatz von synthetischen Brennstoffen zur Realisierung des 95 % Reduktionsziels in allen betrachteten Sektoren erforderlich. Mit 147 TWh werden dann auch erstmals synthetische Brennstoffe im Stromsektor rückverstromt, um in Zeiten mit niedriger Einspeisung von Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie emissionsneutral Strom erzeugen zu können. Auch im Gebäudesektor werden in 2050 29 TWh an synthetischen Brennstoffen eingesetzt. Folglich ist in 2050 trotz des Anstiegs der installierten Wärmepumpen auf 13 Mio. Einheiten auch der Einsatz von synthetischen Brennstoffen zur Wärmeerzeugung kosteneffizient. Weitere 95 TWh

⁵ EU-28 ohne Malta und Zypern sowie Norwegen und die Schweiz.

synthetische Brennstoffe werden im Industriesektor zur Umsetzung des sektorenübergreifenden 95 % Ziels benötigt. Schließlich steigt auch im Verkehrssektor der Verbrauch von synthetischen Brennstoffen in 2050 stark an auf 177 TWh. Insgesamt entsteht im Szenario Revolution trotz des Fokus auf den Stromsektor und der angenommenen starken Elektrifizierung ein erheblicher Bedarf an synthetischen Brennstoffen, damit das 95 % Ziel realisiert werden kann. Wesentliche Treiber für dieses Ergebnis sind neben dem starken Einsatz im Verkehrssektor zum einen, dass im Industriesektor die Elektrifizierung von Produktionsprozessen teilweise nur mit erheblichem Aufwand möglich ist, zum anderen verhindern die begrenzten Flächenpotenziale (vgl. 2.4.2) für Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Deutschland einen noch umfangreicheren Einsatz von erneuerbarem Strom. In Summe beträgt der Bedarf an synthetischen Brennstoffen in Deutschland 448 TWh in 2050. Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse grafisch.

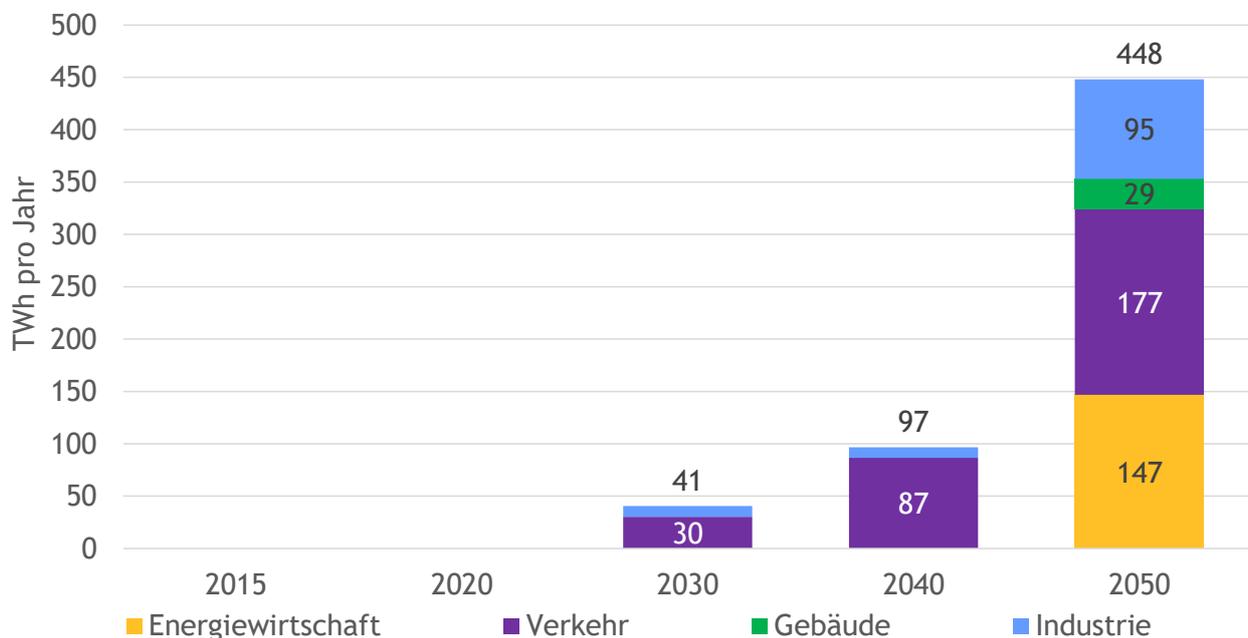


ABBILDUNG 15: EINSATZ VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN NACH SEKTOR IM SZENARIO REVOLUTION

In Abbildung 16 ist zusätzlich die Aufteilung der Nachfrage auf die verschiedenen Typen von synthetischen Brennstoffen dargestellt. Es wird deutlich, dass der überwiegende Teil synthetisches Gas, d. h. Methan, darstellt, das durch Power-to-Gas Technologien gewonnen wird. Darüber hinaus steigt auch der Einsatz von synthetischem Wasserstoff, der vor allem im Industriesektor genutzt wird, im Zeitverlauf an. In 2050 werden weiterhin erhebliche Mengen von synthetischem Treibstoff verbraucht. Die Gesamtnachfrage nach synthetischem Gas beträgt in 2050 267 TWh.

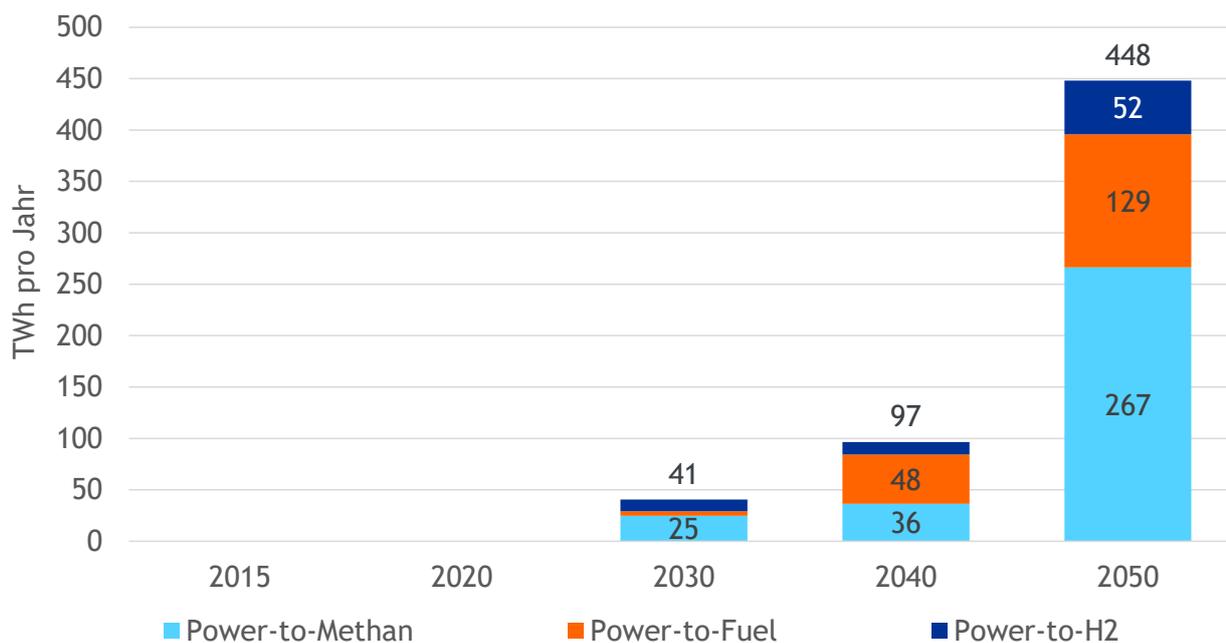


ABBILDUNG 16: VERBRAUCH VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN NACH BRENNSTOFFTYP IM SZENARIO REVOLUTION

Die Produktion der dargestellten Mengen von synthetischen Brennstoffen erfordert aufgrund der Wirkungsgradverluste bei der Herstellung große Mengen von emissionsfrei erzeugtem Strom. Da die Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland begrenzt sind und gleichzeitig eine große direkte Stromnachfrage, z. B. für Wärmepumpen, im Szenario Revolution unterstellt wird, kann die benötigte Menge an synthetischen Brennstoffen nicht im Inland produziert werden. Folglich sind Importe von synthetischen Brennstoffen für die Realisierung des 95 % Ziels nötig.

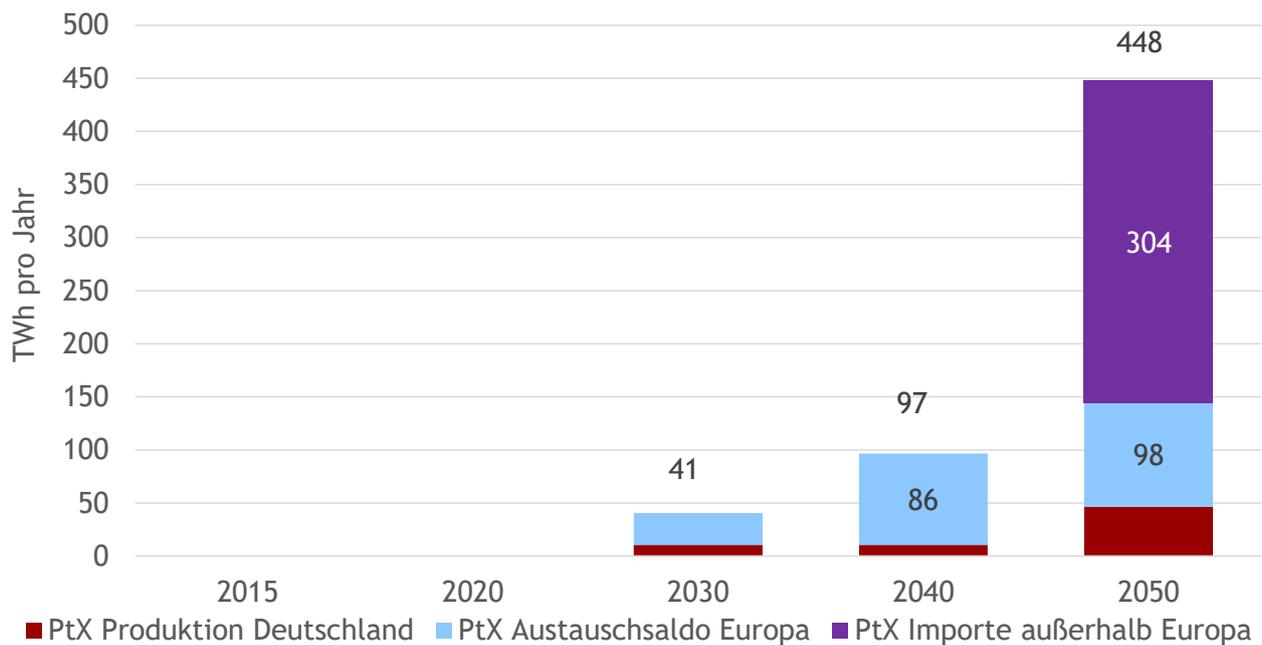


ABBILDUNG 17: GEOGRAFISCHE HERKUNFT VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN IM SZENARIO REVOLUTION

Wie in Abbildung 17 dargestellt, wird nur ein kleiner Teil des Bedarfs tatsächlich in Deutschland produziert und ein Großteil aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland importiert. Aufgrund der gesamteuropäischen Klimaziele sind die Potenziale für Importe aus dem europäischen Ausland allerdings begrenzt und betragen 98 TWh in 2050. Mit 304 TWh wird dagegen eine weitaus größere Menge synthetischer Brennstoffe aus dem außereuropäischen Ausland importiert. Dabei handelt es sich also um synthetische Brennstoffe die zum Beispiel in Nordafrika mit Hilfe von großskaligen Solaranlagen produziert werden und anschließend über Pipelines oder Schiffe nach Europa transportiert werden.

Diese Art der Abbildung führt leicht zu Bedenken, da vermeintlich die Importabhängigkeit von Deutschland vom Ausland durch den Import von synthetischen Brennstoffen zunimmt. Als Vergleichsgröße sollte jedoch die insgesamt importierte Endenergie in Deutschland dienen. Für die Jahre 2015 und 2050 ist die importierte Endenergie in Abbildung 18 dargestellt. Es zeigt sich, dass der Anstieg an Importen von synthetischen Brennstoffen durch die Reduktion von Importen von anderen Brennstoffen mehr als kompensiert wird. Unter andere Brennstoffe fallen einerseits Uran und andererseits fossile Brennstoffe wie Öl, Gas und Steinkohle. Dieser Teil energetischer Importe reduziert sich bis 2050 um mehr als 90 % und mindert daher auch die Importabhängigkeit von Deutschland.

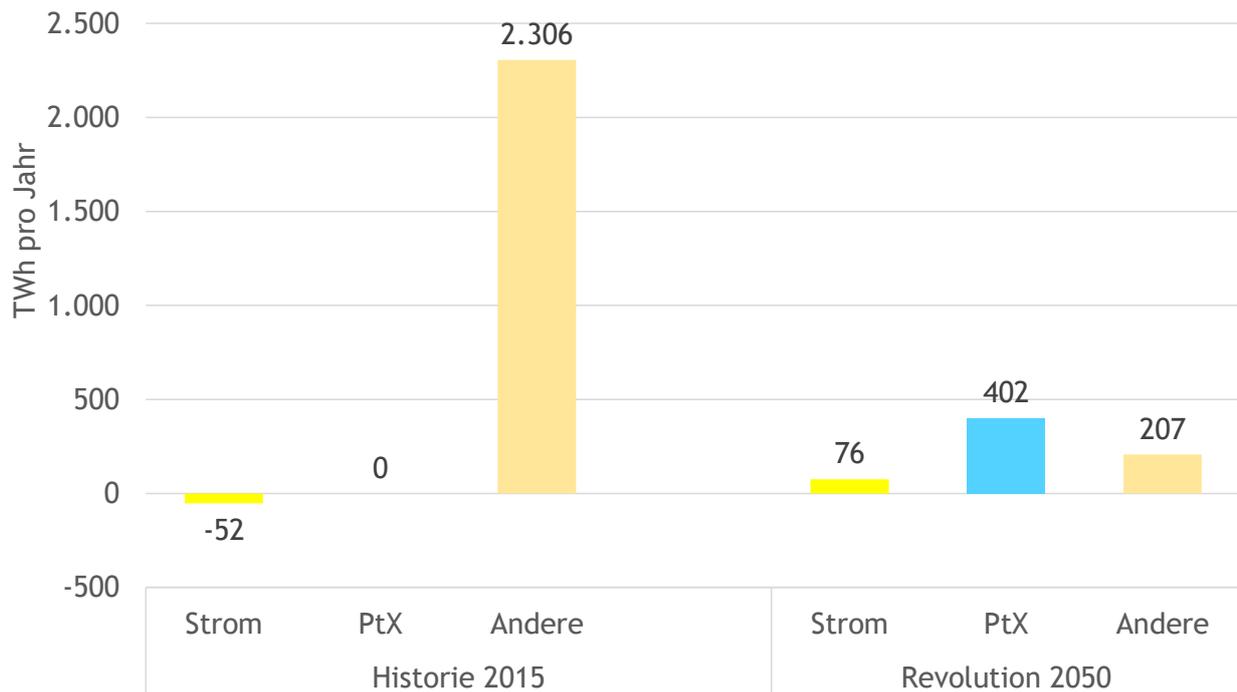


ABBILDUNG 18: ENERGETISCHE IMPORTE⁶ NACH DEUTSCHLAND IN 2015 UND 2050 IM SZENARIO REVOLUTION

2.6 Kosten

Aus den dargestellten Entwicklungen im Szenario Revolution ergeben sich Änderungen sowohl in der Struktur als auch im Niveau der Kosten der deutschen Energieversorgung. Die analysierten Kosten lassen sich in drei Kategorien zusammenfassen:

1. „Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch“ umfassen fixe Kosten für Wartung und Betrieb, Brennstoffkosten sowie Kosten für Strom- und Power-to-X-Importe. In dieser Kategorie werden die Kosten für Betrieb und Unterhalt der energieerzeugenden und -verbrauchenden Anlagen ohne Infrastrukturen zusammengefasst.⁷
2. Davon zu unterscheiden sind die jährlichen Investitionen für die Energieerzeuger bzw. Verbraucher, die für langlebige Wirtschaftsgüter wie Kraftwerke, Windräder oder Heizungen getätigt werden. Die jährlichen Investitionen fallen als Einmalzahlung an und können durch eine Annuitätsrechnung in jährliche Kapitalkosten umgerechnet werden.⁸
3. Die Kosten für Energieinfrastrukturen wie Gas- oder Stromnetze umfassen die Kapitalkosten sowie fixe und variable Betriebskosten des Netzbetriebs. Künftige Investitionen in Netzinfrastrukturen wurden bereits in Kapitalkosten umgerechnet.

⁶ Strom und Power-to-X in Endenergie, Andere in Primärenergie. Die historischen Daten beruhen auf den Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland von den AG Energiebilanzen und sind um nicht-energetischen Verbrauch bereinigt.

⁷ Betriebskosten von Industrieanlagen können aufgrund fehlender Daten und der ausgeprägten Heterogenität der einzelnen Anlagen nicht belastbar quantifiziert werden.

⁸ Investitionskosten für Nicht-Wohngebäude und Industrieanlagen können aufgrund fehlender Daten und einer ausgeprägten Heterogenität nicht belastbar quantifiziert werden und werden im Rahmen dieser Studie nicht berücksichtigt.

2.6.1 Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch

2017 BIS 2030⁹

Bis zum Jahre 2030 steigen die jährlichen direkten Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch von 98,7 Mrd. in 2017 auf 109,6 Mrd. Euro, wie in Abbildung 19 dargestellt ist. Eine stark steigende Stromnachfrage und strengere nationale CO₂-Vorgaben führen zu einem starken Anstieg der Stromimporte, welche rund 45 % der Mehrkosten (+4,9 Mrd. Euro) erklären. Die zur Einhaltung des CO₂-Ziels in 2030 notwendigen Power-to-X-Importe kosten weitere 5,1 Mrd. Euro. Betriebs- und Wartungskosten steigen geringfügig (+2,4 Mrd. Euro) an. Die Brennstoffkosten werden durch zwei gegenläufige Effekte getrieben. Einerseits sinkt die Nachfrage nach fossilen und biogenen Brennstoffe zwischen 2017 und 2030 von rund 2.850 TWh/a auf 1.850 TWh/a (-35,1 %). Dies ist einer steigenden Energieeffizienz, einem steigenden Anteil Erneuerbarer, steigenden Stromimporten sowie dem Einsatz von synthetischen Brennstoffen geschuldet. Demgegenüber steht ein Anstieg der Brennstoffpreise, die sich aus Berechnungen des „WEO New Policies 2016“ ergeben. Der Mengeneffekt überkompensiert den Preiseffekt, sodass es zu einer geringfügigen Kostensenkung für Brennstoffe (-1,5 Mrd. Euro) kommt.

2030 BIS 2050

Die Struktur der jährlichen direkten Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch ändert sich zwischen 2030 und 2050 grundlegend. Die Kosten für Brennstoffe, die in 2030 noch knapp 60 % aller eindeutig auf ein Jahr zurechenbaren Kosten ausmachen, sinken von 64,1 Mrd. Euro in 2030 auf 14,4 Mrd. Euro und fallen somit um 78 %. Dies hat mehrere Ursachen: Erstens werden die Endenergiesektoren Gebäude, Industrie und Verkehr effizienter und verstärkt elektrifiziert, sodass deren Nachfrage nach konventionellen Primärenergieträgern stark sinkt. Der verbleibende Bedarf nach konventionellen Energieträgern wird in 2050 zu großen Teilen durch synthetische Brennstoffe gedeckt um das nationale CO₂-Minderungsziel zu erreichen. Diese Brennstoffe werden entweder importiert oder in Deutschland hergestellt. Darüber hinaus wird der in Deutschland produzierte Strom nahezu CO₂-neutral hergestellt. Dies liegt einerseits am massiven Ausbau von Wind- und Solarenergie als auch an der Nutzung von synthetischem Gas von Gaskraftwerken. Dies führt jedoch dazu, dass die Kosten für Power-to-X-Importe zwischen 2030 und 2050 um 788 % steigen und bei 40,2 Mrd. Euro liegen. Die Kosten für konventionelle, biogene und synthetische Power-to-X-Energieträger sind in 2050 in Summe mit etwa 54,6 Mrd. Euro ca. 11 Mrd. Euro geringer als in 2017, was durch den Mengenrückgang beim Energieverbrauch aufgrund der verbesserten Energieeffizienz der Energieumwandlungs- und Verbrauchsanlagen zu erklären ist. Die Kosten für Stromimporte verdreifachen zwischen sich 2030 und 2050. Dies liegt zu etwa gleichen Teilen an steigenden Strompreisen und an steigenden Stromimporten. Grund für die Importe sind die nationalen CO₂-Vorgaben, welche strikter sind, als die EU-ETS-Vorgaben des europäischen Auslands und die aufgrund von Potenzialgrenzen zum Teil fehlende Möglichkeit mehr Strom in Deutschland aus Erneuerbaren zu produzieren. Die fixen Kosten für Wartung und Betrieb ändern sich zwischen 2030 und 2050 nicht nennenswert (-0,4 Mrd. Euro). Insgesamt fallen die

⁹ Bei der Kostenanalyse werden jeweils die Kosten berücksichtigt, die ab dem Jahr 2017 entstehen würden. Kosten zwischen 2015 und 2017 werden nicht berücksichtigt und sind dementsprechend auch nicht mit abgebildet.

direkten jährlichen Kosten geringfügig von 110 Mrd. Euro in 2030 auf 105 Mrd. Euro in 2050. Diese Betrachtung umfasst keine Kapitalkosten. Diese entstehen indirekt durch Annuisierung der Investitionen, welche im Folgenden diskutiert werden.

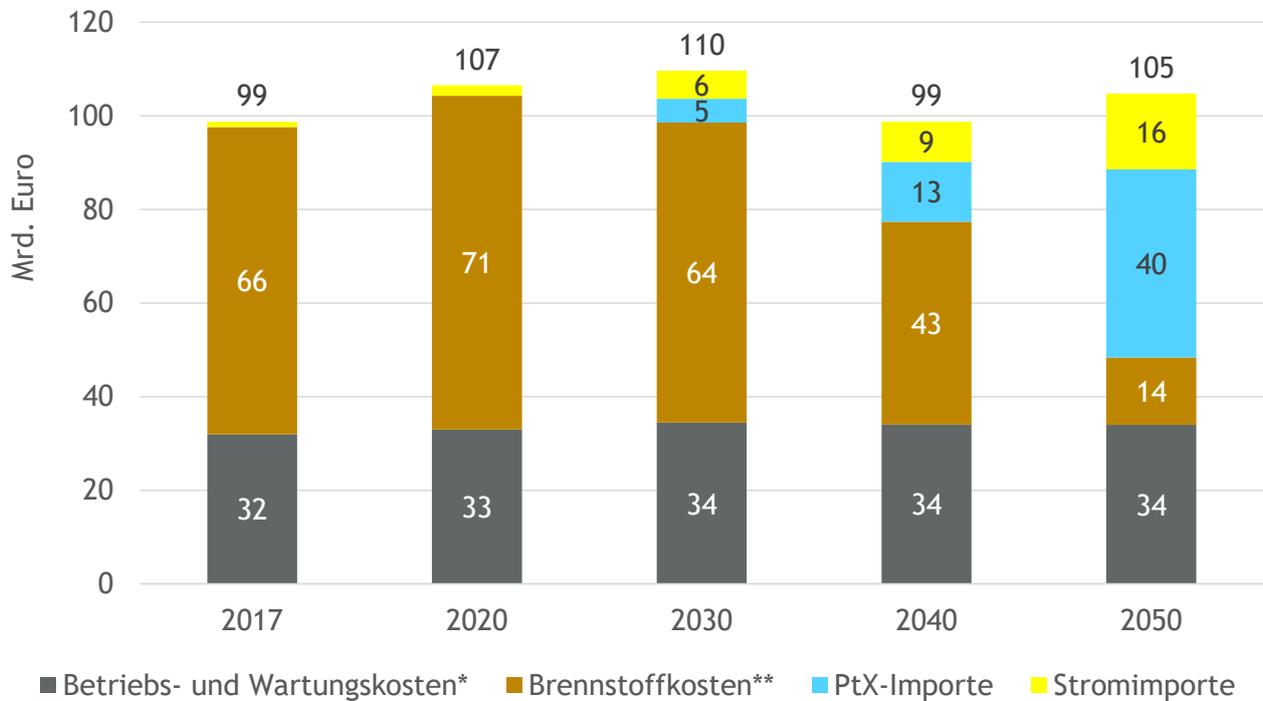


ABBILDUNG 19: DIREKTE JÄHRLICHE AUSGABEN FÜR ENERGIEUMWANDLUNG UND -VERBRAUCH IM SZENARIO REVOLUTION¹⁰

2.6.2 Investitionskosten

Investitionskosten werden sowohl für den Gebäude- und Verkehrssektor als auch die Energiewirtschaft im Modell abgebildet. Da die Entwicklung des Verkehrssektors exogen vorgegeben und in beiden betrachteten Szenarien identisch ist, wird hierauf nicht genauer eingegangen. Die Investitionskosten des Industriesektors können aufgrund der großen Heterogenität der einzelnen Maschinen und Betriebe und mangelnder Datenverfügbarkeit nicht seriös abgebildet werden. Die Investitionskosten sind in Abbildung 20 abgebildet.

2017 BIS 2030¹¹

Die Investitionskosten im Gebäudesektor sind im Szenario Revolution durch ordnungsrechtliche Vorgaben bezüglich der Anzahl installierter Wärmepumpen und Sanierungsraten bestimmt. Dies führt bis zum Jahr 2030 dazu, dass die Investitionen in Gebäudedämmung und Heizungen in etwa konstant verlaufen. Sowohl in 2017 als auch in 2030 liegen sie bei rund 17 Mrd. Euro. Rund die Hälfte der Kosten fällt für Dämmung und die andere Hälfte für Heizungskosten an. Im

¹⁰ * Betriebs- und Wartungskosten für Kraftwerke, Power-to-X-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung und Heizungen.

^{**} Kosten für konventionelle und biogene Brennstoffe.

¹¹ Investitionskosten werden lediglich ab dem Jahr 2020 berücksichtigt, da dies bei der betrachteten zeitlichen Auflösung das erste Jahr ist, in dem in neue Anlagen (Kraftwerke, Heizsysteme, etc.) investiert werden kann.

Energiesektor werden die Investitionen überwiegend durch das CO₂-Ziel getrieben. Aufgrund der Annahme eines EU-ETS mit steigenden CO₂-Preisen und die damit bis 2030 strikteren CO₂-Ziele ergeben steigende Investitionen in Erneuerbare Energien. Dies führt dazu, dass Investitionskosten in der Energiewirtschaft zwischen 2017 und 2030 um 75 % bzw. von 8,2 auf 14 Mrd. Euro steigen.

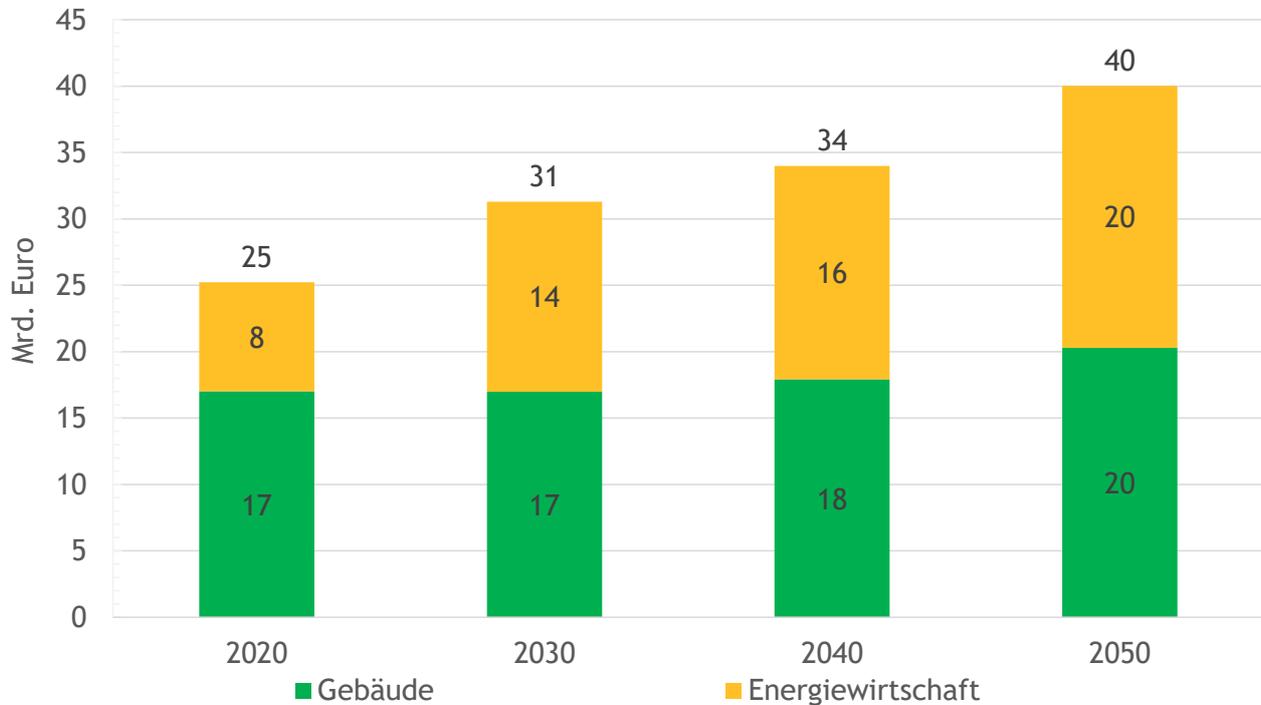


ABBILDUNG 20: JÄHRLICHE INVESTITIONEN IN DEN SEKTOREN GEBÄUDE UND ENERGIEWIRTSCHAFT IM SZENARIO REVOLUTION

2030 BIS 2050

Zwischen 2030 und 2050 werden die vorgeschriebenen Einbauten von Wärmepumpen im Gebäudesektor fortgesetzt. Da die Sanierungsraten weiterhin die vorgeschriebenen 2 % nicht überschreiten, bleiben die Kosten für Sanierungen in etwa konstant. Im Energiesektor kommt es zu einem weiteren Anstieg der Investitionskosten. Dies liegt einerseits an einer steigenden Ausbaugeschwindigkeit von EE-Anlagen. Da Potenzialgrenzen günstiger Technologien zunehmend ausgeschöpft sind, muss außerdem vermehrt in teurere Technologien investiert werden. Außerdem erfordern die Zunahme der Spitzenlast und die nur begrenzte Verfügbarkeit von EE einen Ausbau von Gaskraftwerken.

2.6.3 Netzkosten

Die Netzkosten beinhalten die jährlich anfallenden Kosten für Strom-, Gas- sowie Wärmeinfrastruktur. Neben verschiedenen anderen Faktoren, wird für das Strom- und Gasnetz der notwendige Zubau auf Basis der jeweiligen Nachfragen berücksichtigt. Die Netzkosten für Wärmenetze werden durch einen vereinfachten Ansatz dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung der jeweiligen Methodik, die genutzten Quellen und sowie detaillierte Ergebnisse finden sich in Anhang 2. Die jährlichen Netzkosten sind in Abbildung 21 dargestellt.

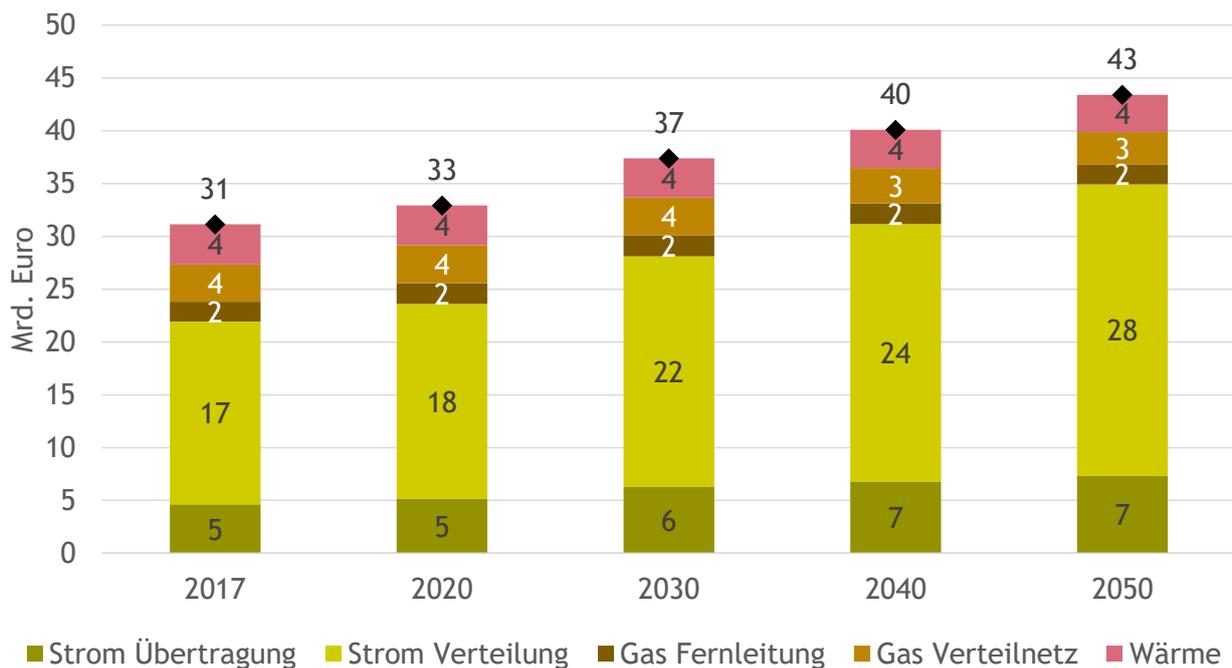


ABBILDUNG 21: JÄHRLICHE NETZKOSTEN STROM-, GAS- UND WÄRMENETZE IM SZENARIO REVOLUTION

2017 BIS 2030

Die Kosten für Netze steigen zwischen 2017 und 2030 von 31,2 Mrd. Euro auf 37,4 Mrd. Euro. Diese Kostensteigerung ist nahezu vollständig auf steigende Strom-Netzkosten zurückzuführen. Hier fallen Mehrkosten im Übertragungs- und insbesondere im Verteilnetz an. Aufgrund des Ausbaus der Wind- und Solarenergie um 37 GW bis 2030 müssen Übertragungsnetze stark ausgebaut werden, sodass sich jährliche Mehrkosten von 1,7 Mrd. Euro (von 4,6 Mrd. Euro in 2017 auf 6,3 Mrd. Euro in 2030) ergeben. Der größere Teil der Mehrkosten fällt jedoch im Verteilnetz an. Alleine hier entstehen bis 2030 jährliche Mehrkosten in Höhe von 4,5 Mrd. Euro (von 17,3 Mrd. Euro in 2017 auf 21,8 Mrd. Euro in 2030). Die Erhöhung der Spitzenlast durch Wärmepumpen und Elektroautos auf der einen Seite und der verstärkte Zubau von PV-Dachanlagen sowie Wind onshore führen dazu, dass das Verteilnetz massiv ausgebaut werden muss. Die Kosten für Gasinfrastruktur steigen bis 2030 hingegen nur um 0,2 Mrd. Euro auf 5,6 Mrd. Euro an. Dieser Kostenanstieg ergibt sich durch im NEP 2016 festgeschriebene Investitionen, die unter anderem aufgrund einer geänderten Nachfrageaufteilung in Deutschland und der Umstellung von L- auf H-Gas notwendig sind. Die Nachfrage nach Fern- bzw. Nahwärme geht im Szenario Revolution bis zum Jahr 2030 um knapp 10 % auf 100 TWh zurück. Aufgrund der hohen Fixkosten von Wärmeinfrastrukturen fallen die Kosten bis 2030 jedoch lediglich um 0,1 Mrd. Euro auf 3,7 Mrd. Euro.

2030 BIS 2050

Der oben beschriebene Trend setzt sich zwischen 2030 und 2050 weiter fort. In diesem Zeitraum steigen die Netzkosten um weitere 6 Mrd. Euro auf 43,4 Mrd. Euro. Diese Mehrkosten ergeben sich allein durch weitere Kostensteigerungen für Strominfrastruktur. Der weiter voranschreitende Ausbau erneuerbarer Energien und die weitere Verbreitung von Wärmepumpen und Elektroautos

sorgen für einen zusätzlichen Ausbaubedarf im Übertragungs- und Verteilnetz. Konkret steigen die Kosten im Übertragungsnetz von 6,3 Mrd. Euro auf 7,3 Mrd. Euro und die Kosten im Verteilnetz von 21,8 Mrd. Euro auf 27,6 Mrd. Euro. Die jährlichen Kosten für die Gasinfrastruktur sinken im Szenario Revolution zwischen dem Jahr 2030 und 2050 geringfügig um 0,2 Mrd. Euro. Aufgrund der zurückgehenden Nachfrage durch Haushalte und Gewerbe, sinken besonders im Verteilnetz die transportierten Gasmengen. Eine Abschätzung auf Basis von Angaben der Fern- und Verteilnetzbetreiber führt dies zu Rückbaukosten von etwa 10,6 Mrd. Euro. Werden diese Kosten gleichmäßig auf die Jahre zwischen 2030 und 2050 aufgeteilt, ergeben sich sogar um 0,3 Mrd. Euro höhere Kosten als in 2030.

2.7 Rückwirkungen für Gasverteil- und Wärmenetze

Aufgrund der Fokussierung auf eine THG-Minderung durch Elektrifizierung im Szenario Revolution geht die Wärmenachfrage und Gasnachfrage insbesondere in Verteilnetzen in diesem Szenario in den kommenden 30 Jahren deutlich zurück. In diesem Kapitel werden die Auswirkungen auf Gas- und Wärmekunden sowie die Betreiber dieser Netze anhand von Beispielverteilnetzen untersucht.

2.7.1 Gasverteilnetze

Die Auswirkungen auf Gasverteilnetzbetreiber und ihre Kunden werden anhand von zwei Netzen untersucht. Eins dieser Netze verfügt über einen hohen Anteil an Haushaltskunden (Netz H) während im anderen Netz ein hoher Anteil an Industriekunden (Netz I) vorherrscht. Um die Effekte möglichst einfach aufzeigen zu können, beträgt die Jahresarbeit in beiden Netzen 1.000 GWh für das Jahr 2017. Es wird angenommen, dass die Entwicklung der Nachfragemengen der einzelnen Kundengruppen Haushalte, Gewerbe und Industrie in den Beispielnetzen den im Modell ermittelten Nachfrageänderungen entsprechen. Die Netzkosten der beiden Netze entsprechen den durchschnittlichen Netzkosten, sodass die Kosten eines Beispielnetzes, welches die gesamte Nachfrage enthält den in Kapitel 2.6.3 beschriebenen Gesamtkosten entsprechen würden. Hierdurch beinhalten die Kostenentwicklungen des Beispielnetzes anteilig die Kosten, die für die Umstellung von L- auf H-Gas in Verteilnetzen anfallen. Darüber hinaus werden die Netzkosten auf Basis eines arbeitspreisbasierten Tarifs verteilt. Das Verhältnis der Netzentgelte der Kundengruppen Haushalte, Gewerbe und Industrie basiert auf Angaben des BNetzA Monitoringberichts 2016 zum heutigen Verhältnis der Netzentgelte zueinander. Rückbaukosten fließen nicht in die betrachteten Netzentgelte ein, da unklar ist, ob verbleibende Netznutzer diese Kosten durch Netzentgelte tragen müssen und auf welche Jahre diese aufgeteilt werden. Die Entwicklung von Gasnachfrage und Kosten in den Beispielnetzen ist in Abbildung 22 dargestellt. In Abbildung 23 findet sich die entsprechende Entwicklung der Netzentgelte.

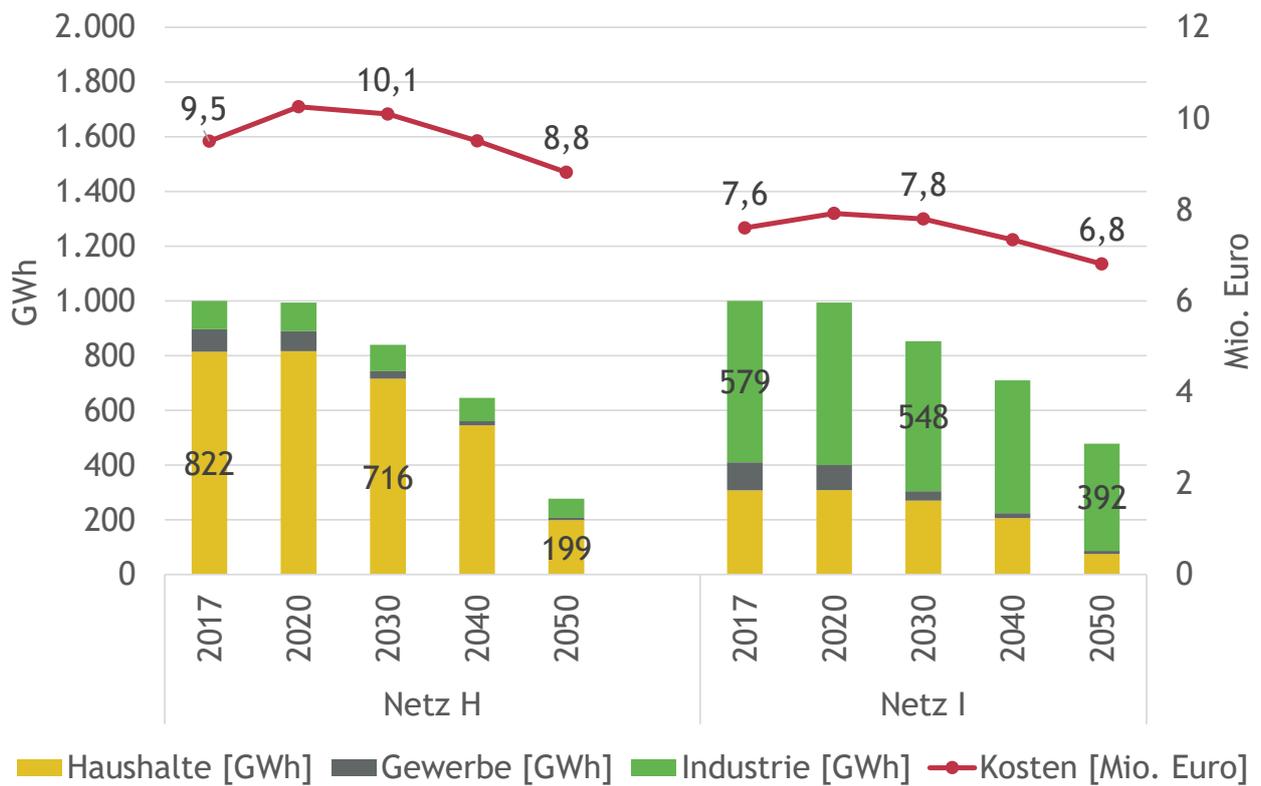


ABBILDUNG 22: NACHFRAGE- UND KOSTENENTWICKLUNG IN GAS-BEISPIELNETZEN IM SZENARIO REVOLUTION

2017 BIS 2030

Zwischen 2017 und 2030 sinkt sowohl die Nachfrage in dem durch Haushalte dominierten „Netz H“ als auch in dem durch Industrie geprägten „Netz I“ um gut 15 %. Darüber hinaus werden für die beiden Beispielnetze geringfügige Kostensteigerungen angenommen, die dadurch zu erklären sind, dass die Umstellkosten von L-Gas auf H-Gas hier anteilig mit berücksichtigt werden. Jedoch wäre auch in einem Netz, für das in diesem Zeitraum keine Investitionen anfallen mit nur geringfügigen Kostensenkungen zu rechnen, da der Großteil der Kosten durch Kapitalkosten für bereits getätigte und für von der Gasmenge unabhängige Betriebskosten gekennzeichnet ist. Die Nachfragereduktion gepaart mit der Kostensteigerung führen dazu, dass die Netzentgelte (Verteilnetzanteil) in diesem Zeitraum in beiden Netzen um ungefähr 20 % steigen müssen um die Kosten des Netzbetreibers vollständig zu decken. Für Haushaltskunden steigen die Netzentgelte von 1,06 auf knapp 1,3 ct/kWh. Diese Entgeltsteigerungen könnten dazu beitragen, dass ein Teil der Gaskunden auf strombasierte Technologien umsteigt und damit den Nachfragerückgang verschärft. Würden die Netzentgelte auf dem Niveau von 2017 verharren, ergäben sich in 2030 Verluste in Höhe von 19 % der Kosten in „Netz H“ (1,9 Mio. Euro) und 20 % der Kosten in „Netz I“ (1,5 Mio. Euro).

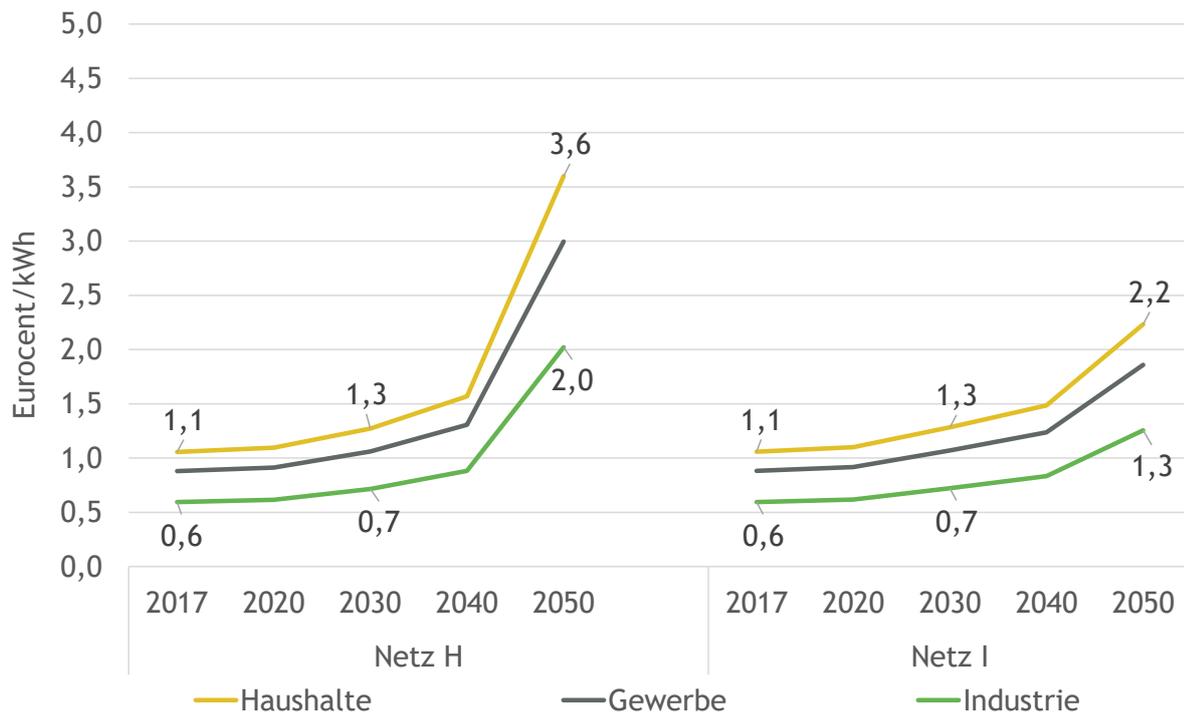


ABBILDUNG 23: NETZENTGELTENTWICKLUNG IN GAS-BEISPIELNETZEN IM SZENARIO REVOLUTION

2030 BIS 2050

Zwischen 2030 und 2050 kommt es im Szenario Revolution zu noch stärkeren Rückgängen der Nachfrage. Gegenüber 2030 sinkt die Gasnachfrage in „Netz H“ um 67 % und in Netz I um 44 %. Im Vergleich zum aktuellen Wert (2017) sinkt die Gasnachfrage sogar um 73 % in „Netz H“ bzw. um 53 % im „Netz I“. Da die Kosten für Infrastruktur zu großen Teilen durch Kapitalkosten und fixe Betriebskosten getrieben sind, sinken die Kosten zwischen 2030 und 2050 jedoch kaum. Konkret sinken sie im „Netz H“ von 10,1 auf 8,8 Mrd. Euro und im „Netz I“ von 7,8 auf 6,8 Mrd. Euro. Dies hat zur Folge, dass die notwendigen Netzentgelte in den beiden Netzen massiv ansteigen müssen um die Kosten der Netzbetreiber zu decken. Im durch Industriebetriebe dominierten Netz müssen die Netzentgelte um 70 % gegenüber 2030 und um 100 % gegenüber 2017 steigen, um kostendeckend zu sein. Industriebetriebe, die Gas nicht durch Strom ersetzen könnten, würden starke Wettbewerbsnachteile erleiden. Für andere Industrien würde sich der Umstieg auf Stromtechnologien lohnen, wodurch die Netzentgelte für die verbleibenden Kunden weiter steigen würden und diese eventuell aus dem Markt drängen würde. Die hierdurch möglicherweise einsetzende Kostenspirale könnte die Wirtschaftlichkeit des gesamten Gasverteilnetzes gefährden. Eine Umlegung möglicher Rückbaukosten nicht mehr benötigter Netzsegmente auf die verbleibenden Gasnachfrager würde sie Situation zusätzlich verschärfen. Im durch Haushalte dominierten Netz „Netz H“ kommt es zwischen 2030 und 2050 sogar zu einer Verdreifachung der Netzentgelte. Eine derart starke Kostensteigerung würde vermutlich dazu führen, dass ein Teil der verbleibenden Haushalte eine Gasheizung durch eine Wärmepumpe ersetzen würde, wodurch die verbleibenden Kunden noch höhere Netzentgelte tragen müssten. Berechnungen in DIMENSION+, in denen die Netzentgelte für Heizungen endogene Größen darstellten, ergeben, dass im Szenario Revolution eine derartige Kostenspirale einsetzt. Hierdurch kommt es dazu, dass

ab dem Jahr 2050 keine Gasheizungen eingesetzt würden. Auch hier würde eine Umwälzung von Rückbaukosten auf Gasverbraucher die Situation zusätzlich zuspitzen. Verteilnetzbetreiber eines durch Haushalte dominierten Netzes müssten sich daher im Szenario Revolution darauf einstellen, ihre Gasnetze nicht mehr (wirtschaftlich) betreiben zu können und diese ab 2050 eventuell vollständig zurückzubauen. Für den Fall von konstanten Entgelten könnten in „Netz I“ nur knapp die Hälfte der Kosten (46 %) und in „Netz I“ weniger als ein Drittel der Kosten (29 %) gedeckt werden. Dies würde in den Beispielnetzen zu Verlusten in Höhe von 6,3 Mio. Euro („Netz H“) bzw. 3,7 Mio. Euro (Netz I“) führen.

2.7.2 Wärmenetze

Neben dem Rückgang der Nachfrage für Gas kommt es im Szenario Revolution zu einer deutlich reduzierten Nachfrage nach Fern- bzw. Nahwärme im Gebäudesektor. Im Rahmen dieser Analyse werden die Auswirkungen des Nachfragerückgangs nach Fern- bzw. Nahwärme auf die Einnahmen und Kosten für Betreiber von Wärmenetzen anhand eines stark vereinfachten Beispielnetzes untersucht. Dieses Beispielnetz verfügt über eine Nachfrage von 100 GWh in 2017. Der Nachfrageverlauf im Beispielnetz entspricht dem im Szenario Revolution ermittelten Verlauf der Gesamtnachfrage nach Fern- bzw. Nahwärme durch den Gebäudesektor. Die Kosten des Netzes entsprechen den ermittelten durchschnittlichen Kosten für Wärmenetze im Szenario. Im Gegensatz zu Gasnetzen werden Wärmenetze nicht reguliert, sodass Betreiber ihre Preise entsprechend einer Anlegbarkeit gegenüber anderen Heizsystemen setzen können. Um die Entwicklung auf die Einnahmesituation analysieren zu können, wird vereinfacht angenommen, dass der fiktive Wärmenetzbetreiber ein Entgelt von 5 ct/kWh veranschlagt. Die Entwicklung von Nachfrage, Kosten und Einnahmen für Wärmenetze sind in Abbildung 24 dargestellt.

2017 BIS 2030

Zwischen 2017 und 2030 sinkt die Fern- bzw. Nahwärmefachfrage um 21 %. Bei gleichbleibenden Preisen ergibt sich ein Rückgang der Erlöse im gleichen Umfang. Aufgrund des hohen Anteils von Kapital- und fixen Betriebskosten kommt es jedoch lediglich zu einem geringfügigen Rückgang der Kosten. Hierdurch ergibt sich für den Betreiber des Beispielnetzes ein Rückgang des Gewinns um 0,8 Mio. Euro. Es ist möglich, dass die Einnahmen die Summe aus Kapital- und Betriebskosten überschreiten und Investitionen teilweise abgeschrieben werden müssen. Für die Beibehaltung eines konstanten Gewinns, müsste der Betreiber die Preise für die Nutzung der Fern- bzw. Nahwärme um knapp 21 % erhöhen. Da die Bezugskosten für Nutzer im Gebäudebereich derzeit sehr gering und Umstellungskosten auf andere Heizsysteme mit hohen Kosten verbunden sind, ist es wahrscheinlich, dass hierdurch vermutlich keine Spirale aus Rückgang und Preiserhöhung einsetzen würde.

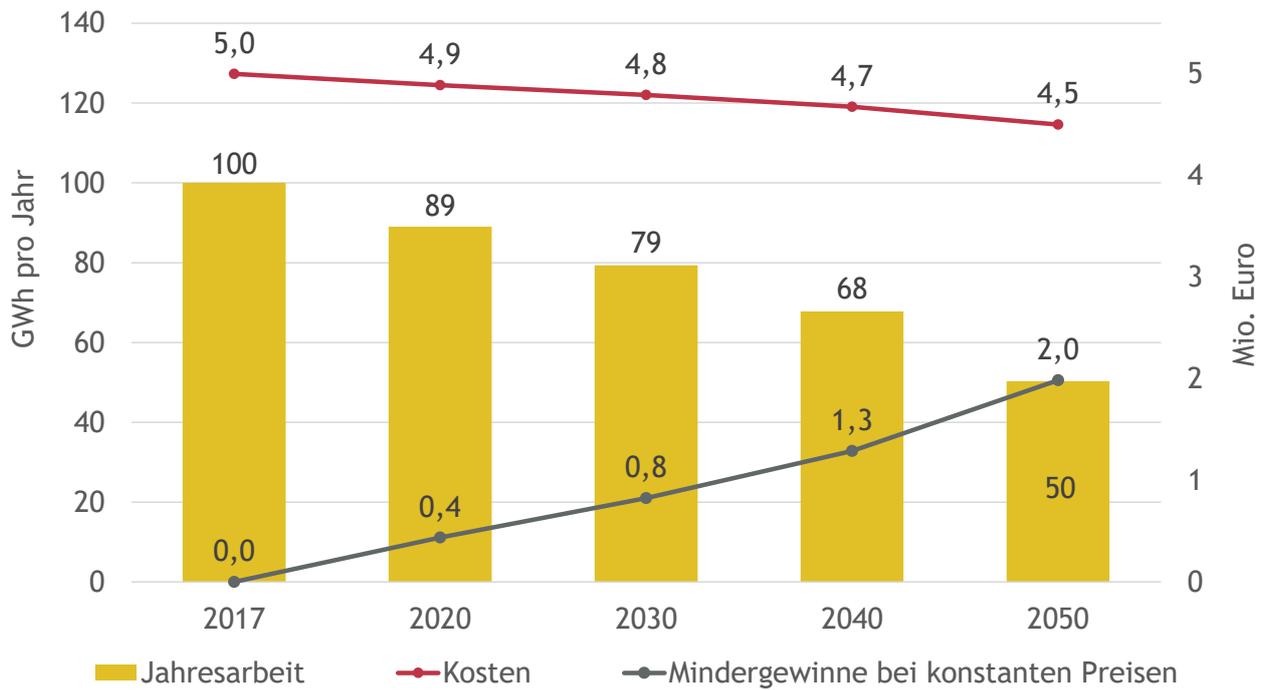


ABBILDUNG 24: NACHFRAGE-, KOSTEN- UND EINNAHMENENTWICKLUNG IN WÄRME-BEISPIELNETZEN IM SZENARIO REVOLUTION

2030 BIS 2050

In den Jahren von 2030 bis 2050 kommt es zu einer weiteren Reduktion der Nachfrage um 37 % gegenüber 2030 und 50 % gegenüber 2017. Bei Beibehaltung der Preise spiegeln sich diese Rückgänge analog in den Erlösen wider. Wie in den Jahren 2017 bis 2030 reduzieren sich die Kosten aufgrund des hohen Fixkostenanteils kaum. Der Gewinn des Beispielnetzbetreibers sinkt um weitere 1,2 Mio. Euro gegenüber 2030 und 2 Mio. Euro gegenüber 2017. Es ist wahrscheinlich, dass die Einnahmen die Summe aus Kapital- und Betriebskosten überschreiten und Investitionen teilweise oder vollständig abgeschrieben werden müssen. Für die Beibehaltung eines konstanten Gewinns, müsste der Betreiber die Preise für die Nutzung der Fern- bzw. Nahwärme gegenüber 2030 um 48 % und gegenüber 2017 um 79 % erhöhen. Es ist denkbar, dass Kunden bei einer derart starken Preiserhöhung auf andere Technologien umsteigen. In diesem Fall könnten Betreiber die Reduktion der Nachfrage nicht durch höhere Preise kompensieren.

3 SZENARIO EVOLUTION

3.1 Definition des Szenarios

Im Szenario Evolution liegt der Fokus auf Technologieoffenheit. Die Treibhausgasreduzierung der Energieversorgung wird folglich ohne politisch definierte technologische Präferenzen umgesetzt. Dabei sollen bestehende Infrastruktur und Anlagen optimal im Sinne von einer möglichst kostengünstigen Vermeidung von CO₂-Emissionen eingesetzt werden.

Im Gebäudesektor wird im Szenario Evolution keine Vorgabe bezüglich der zu installierenden Heiztechnologie modelliert. Die Installation von Heizsystemen sowie die Durchführung von Dämmmaßnahmen werden im Rahmen der Modellierung endogen bestimmt, sodass der kostenminimale Pfad zur Transformation des Gebäudesektors ermittelt wird. Im Unterschied zum Szenario Revolution wird ein höheres Potenzial für Fern- bzw. Nahwärmeanschlüsse unterstellt, da kein Konkurrenzdruck durch einen politisch forcierten Ausbau von Wärmepumpen wie im Szenario Revolution existiert.

Ähnlich zum Gebäudesektor wird auch im Industriesektor eine stärker auf Technologieoffenheit ausgerichtete Treibhausgasreduzierung unterstellt. Folglich werden im Unterschied zum Szenario Revolution keine Vorgaben bezüglich der Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung gemacht. Für den in dieser Studie nur am Rande betrachteten Sektor Verkehr wird dagegen eine Entwicklung nach dem gleichen Transformationspfad wie im Szenario Revolution angenommen.

3.2 Entwicklung der THG-Emissionen

Die Emissionsziele des Klimaschutzplans werden auch im Szenario Evolution gemäß der Zielannahmen erreicht. Die THG-Emissionen im Zeitverlauf sind in Abbildung 25 dargestellt. Der zentrale Unterschied zum Szenario Revolution ist somit, dass die Ziele technologieoffen umgesetzt werden. Es ergeben sich jeweils unterschiedliche sektorale Aufteilungen der verbleibenden THG-Emissionen, da die Vermeidungsziele für 2030 und 2050 in dieser Studie sektorenübergreifend definiert sind. Im Ergebnis zeigt sich, dass in 2050 im Szenario Evolution 27 Mio. t CO₂-Äq im Industriesektor und 15 Mio. t CO₂-Äq im Gebäudesektor emittiert werden. Die Energieversorgung ist in 2050 mit 1 Mio. t CO₂-Äq annähernd emissionsfrei. Im technologieoffenen Szenario Evolution wird mehr Treibhausgas im Gebäudesektor und weniger im Industriesektor emittiert als im Szenario Revolution. Die Differenz beträgt 7 Mio. t im Gebäudesektor und 6 Mio. t im Industriesektor. In den folgenden Abschnitten werden die Hintergründe dieser Modellergebnisse für die einzelnen Sektoren detailliert dargestellt.

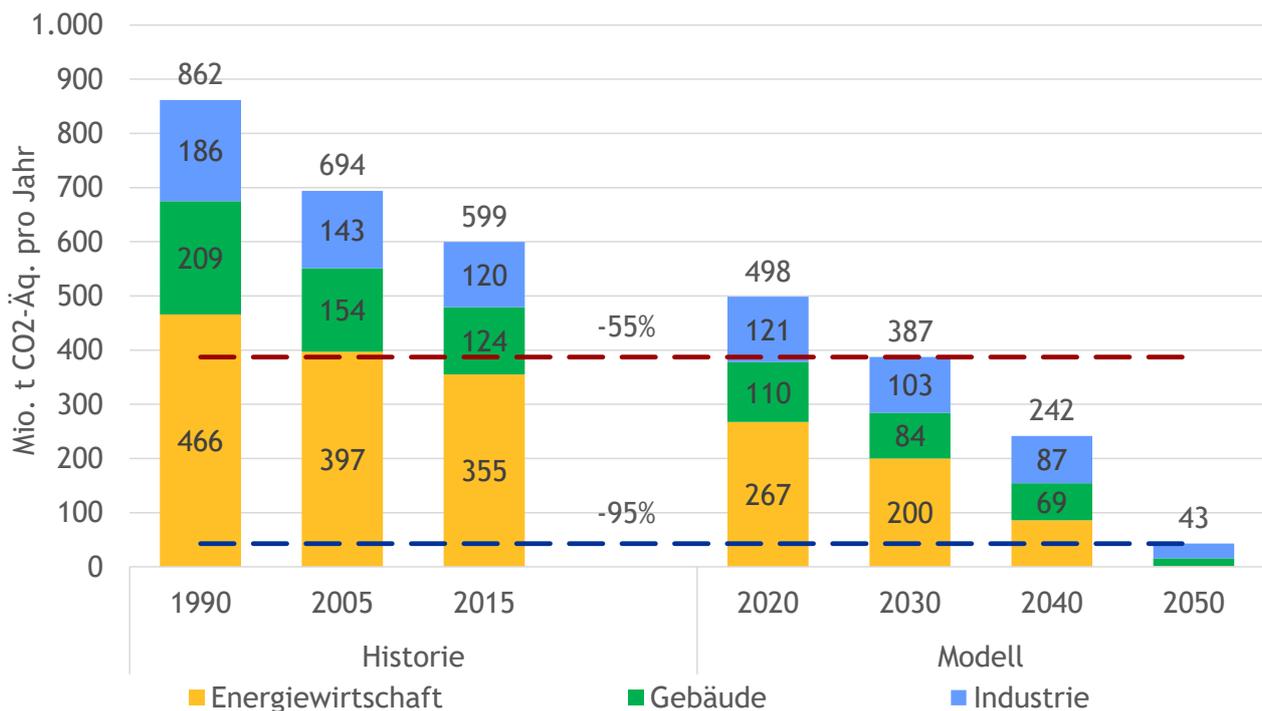


ABBILDUNG 25: ENTWICKLUNG DER THG-EMISSIONEN IM SZENARIO EVOLUTION

3.3 Endenergienachfrage

3.3.1 Gebäudesektor

2017 BIS 2030

Im Szenario Evolution erfolgt eine technologieoffene Treibhausgasreduzierung des Gebäudesektors. Im Vergleich zum Szenario Revolution ergibt sich dabei ein fundamental verschiedener Technologiemix bei den Heiztechnologien in Wohngebäuden. Alte Ölheizungen werden bis 2030 primär durch moderne Gasheizungen ersetzt. Teilweise wird auch Fernwärme zur Beheizung der Wohngebäude eingesetzt. Im Jahr 2030 sind dabei 11 Mio. Gasheizungen installiert, diese steigern also ihren Marktanteil. Wärmepumpen sind dagegen in 2030 nur unwesentlich im Technologiemix vertreten auf einem ähnlichen Niveau wie heute. Die Entwicklung der installierten Heiztechnologien in Wohngebäude im Szenario Evolution ist in Abbildung 26 grafisch dargestellt.

Aufgrund der technologieoffenen Ausrichtung des Szenarios Evolution unterscheiden sich auch die durchgeführten Dämmmaßnahmen im Vergleich zum Szenario Revolution. Dies resultiert insbesondere aus den speziellen Anforderungen, die eine Wärmepumpe für einen effizienten Betrieb an die Gebäudedämmung stellt. Folglich muss aufgrund der überwiegenden Installation von Gasheizungen im Szenario Evolution weniger gedämmt werden. Der aus Dämmung und Technologiemix resultierende Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im Gebäudesektor ist in Abbildung 27 differenziert nach Energieträgern grafisch dargestellt. Der gesamte Endenergiebedarf des Gebäudesektors reduziert sich bis 2030 auf 636 TWh. Damit ist der Endenergieverbrauch im Vergleich zum Szenario Revolution in 2030 um 86 TWh höher. Dennoch

führen Dämmmaßnahmen auch im Szenario Evolution in Verbindung mit gestiegenen Anlageneffizienzen der Heizungen zu einer Reduktion der Endenergienachfrage in 2030 um 16 % gegenüber 2015. Aufgrund der verstärkten Dämmung sinkt auch die Gasnachfrage bis 2030 um 50 TWh auf insgesamt 329 TWh.

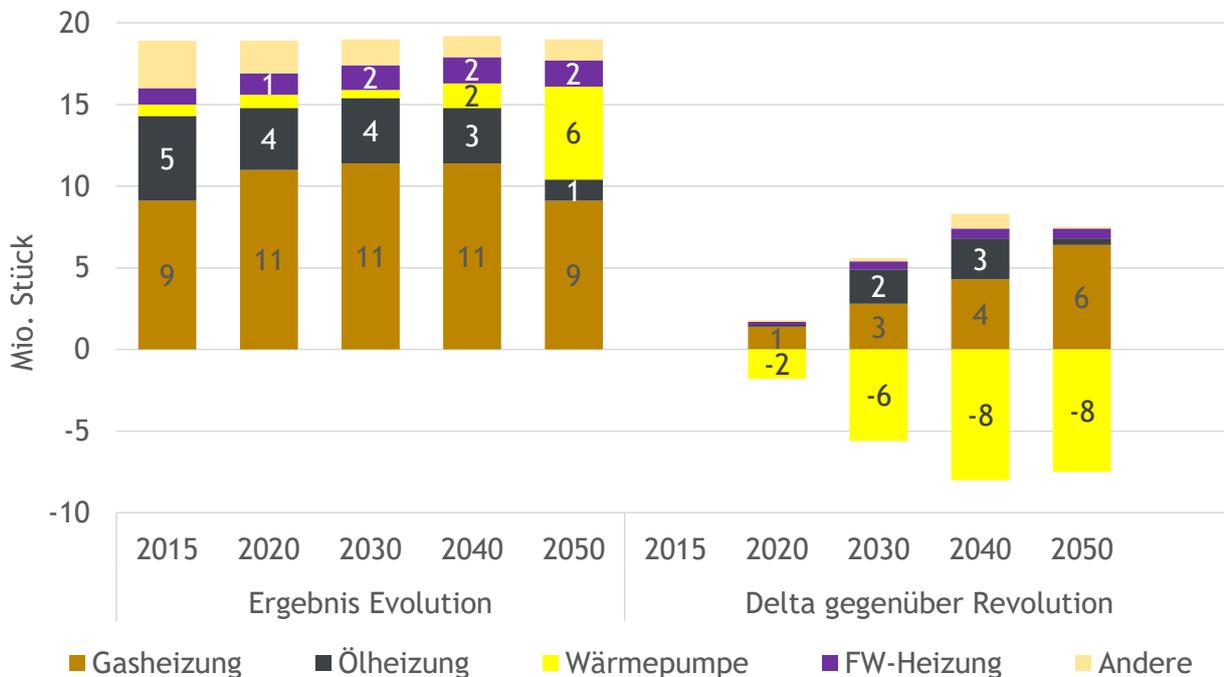


ABBILDUNG 26: HEIZTECHNOLOGIEN IN WOHNGBÄUDEN IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Nach 2030 ergibt sich bei der Entwicklung der installierten Heiztechnologien ein anderes Bild, da die Anzahl der Wärmepumpen zunimmt. Bis 2050 steigt die Anzahl installierter Wärmepumpen in Wohngebäuden auf 6 Mio. Die Anzahl der Gasheizungen sinkt leicht ab auf 9 Mio. ab. Trotz des verstärkten Einsatzes von Wärmepumpen in 2050 sind im Vergleich zum Szenario Revolution 7 Mio. weniger Einheiten installiert. Ein wesentlicher Treiber für diese Differenz sind die Investitionskosten für Anlagen und Dämmung sowie die Infrastrukturkosten, die für den Netzanschluss und die Integration der Wärmepumpen in das Stromversorgungssystem erforderlich sind. Neben den Kosten für Netzausbau ist dabei insbesondere die steigende Spitzenlast, die entsprechend durch gesicherte Leistung gedeckt werden muss, von entscheidender Bedeutung.

Die Endenergienachfrage des Gebäudesektors sinkt bis 2050 auf 423 TWh. Aufgrund der weniger starken Dämmung sowie anderen Heizsystemen liegt sie damit um 150 TWh höher als im Szenario Revolution. Dennoch leisten Dämmmaßnahmen auch im technologieoffenen Szenario einen bedeutenden Anteil der Treibhausgasminderung des Gebäudesektors. Gas bleibt im Szenario Evolution auch in 2050 der bedeutendste Energieträger zur Wärmeerzeugung.

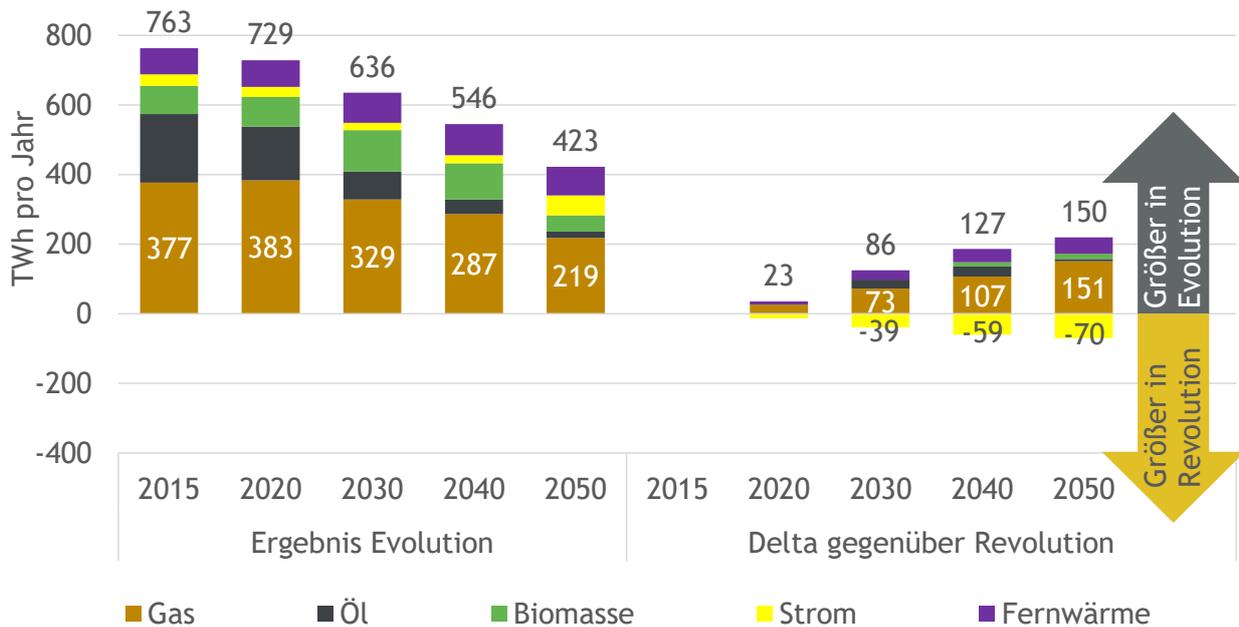


ABBILDUNG 27: ENDENERGIENACHFRAGE FÜR RAUMWÄRME UND WARMWASSER IN GEBÄUDEN IM SZENARIO EVOLUTION

3.3.2 Industriesektor

2017 BIS 2030

Die Endenergienachfrage im Industriesektor bleibt im Szenario Evolution zunächst bis 2030 weitgehend konstant. Der Unterschied zwischen den Szenarien Evolution und Revolution ist bis 2030 im Industriesektor vergleichsweise klein, da Brennstoffwechsel aufgrund der komplexen Struktur der Produktionsprozesse schwierig realisiert werden können. Die Stromnachfrage der Industrie steigt bis 2030 leicht auf 386 TWh. Die Gasnachfrage sinkt entsprechend leicht auf 213 TWh ab. Abbildung 28 zeigt die Entwicklung der industriellen Endenergienachfrage grafisch.

2030 BIS 2050

Bis 2050 erfolgt auch im Szenario Evolution eine verstärkte Elektrifizierung von Industrieprozessen, die zu einer steigenden Stromnachfrage bei rückläufiger Gasnachfrage führt. Die absolute Stromnachfrage der Industrie beträgt 433 TWh in 2050, die Gasnachfrage beträgt 191 TWh. Im Vergleich zum Szenario Revolution ist der Grad der Elektrifizierung im Szenario Evolution jedoch deutlich geringer. Folglich fällt auch die industrielle Stromnachfrage im Jahr 2050 im Szenario Evolution um 88 TWh niedriger aus.

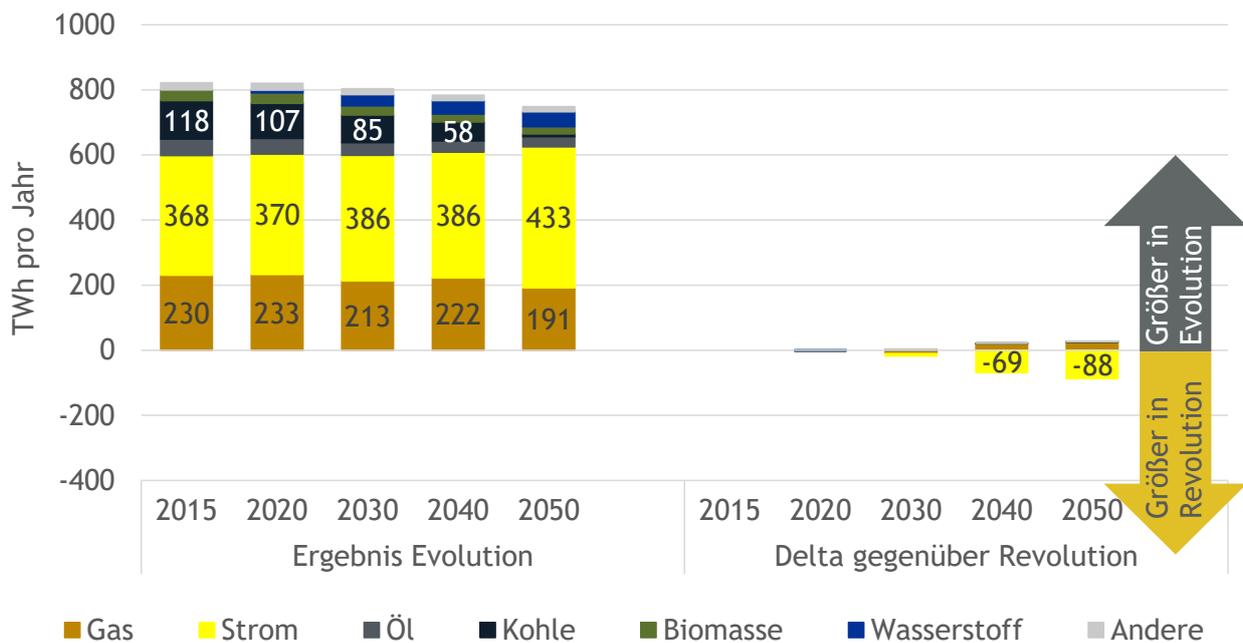


ABBILDUNG 28: ENTWICKLUNG DER ENDENERGIENACHFRAGE IM INDUSTRIESEKTOR IM SZENARIO EVOLUTION

3.4 Stromsektor

3.4.1 Nettostromnachfrage und Nettostromerzeugung

2017 BIS 2030

Auch im Szenario Evolution steigt die Nettostromnachfrage bis 2030 an. Mit einer Nachfrage von 656 TWh in 2030 fällt dieser Anstieg jedoch weniger stark aus als im Szenario Revolution. Die Differenz zwischen den Szenarien beträgt im Jahr 2030 64 TWh. Der Anstieg der Stromnachfrage ist hauptsächlich im Verkehrssektor begründet, dessen Stromnachfrage um 75 TWh ansteigt. Auch die Stromnachfrage im Industriesektor steigt an, während die Nachfrage des Gebäudesektors leicht rückläufig ist.

In der Stromerzeugung ergeben sich im Szenario Evolution ähnliche strukturelle Veränderungen wie im Szenario Revolution. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern steigt im Zeitverlauf stark an und erreicht einen Anteil von 67 % der gesamten Nettostromerzeugung in 2030. Wie im Szenario Revolution ist die onshore Windenergie dabei der wichtigste Energieträger mit einer Stromerzeugung von 205 TWh in 2030. Auch die Stromerzeugung aus offshore Windenergie und Photovoltaik steigt an und beträgt 54 TWh bzw. 85 TWh in 2030.

Die konventionelle Stromerzeugung sinkt bedingt durch den Kernenergieausstieg und die schrittweise Reduktion der Kohleverstromung (auch aufgrund der unterstellten nationalen Klimaziele) im betrachteten Zeitraum deutlich ab. Die gesamte Nettostromerzeugung bleibt bis 2030 etwa konstant bei 622 TWh und ist damit deutlich niedriger als im Szenario Revolution. Abbildung 29 zeigt den Verlauf der Nettostromerzeugung im Szenario Evolution grafisch.

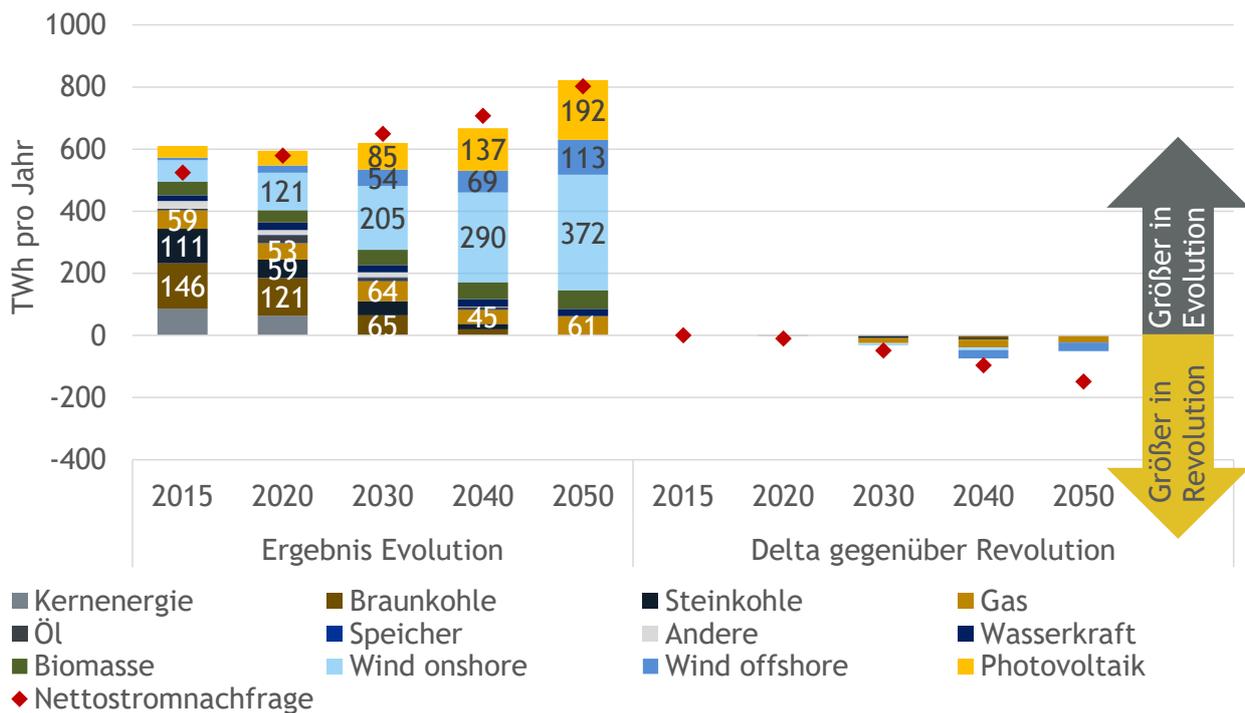


ABBILDUNG 29: NETTOSTROMERZEUGUNG IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Die Nettostromnachfrage steigt im Zeitraum nach 2030 weiter an und beträgt 811 TWh in 2050. Aufgrund der weniger starken Elektrifizierung im Szenario Evolution ist die Stromnachfrage in 2050 jedoch um 148 TWh niedriger als im Szenario Revolution. Dieser Unterschied liegt an niedrigeren Strombedarfen im Industrie- und Gebäudesektor im Szenario Evolution, da hier weniger strombasierte Technologien zum Einsatz kommen.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen steigt bis 2050 weiter stark an. Die Erzeugung aus onshore Windenergie beträgt 372 TWh, die Erzeugung aus offshore Windenergie beträgt 113 TWh und die Erzeugung aus Photovoltaik beträgt 192 TWh in 2050. Im Vergleich zum Szenario Revolution ist die Erzeugung von offshore Windenergie dabei niedriger, während die Erzeugung aus onshore Wind und Photovoltaik in 2050 in beiden Szenarien gleich ist. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Nettostromerzeugung steigt bis 2050 auf 92 %.

Im konventionellen Kraftwerkspark ist eine bis 2050 eine ähnliche Entwicklung wie im Szenario Revolution zu beobachten. Die Stromerzeugung aus Kohle ist rückläufig und wird durch gasbasierte Stromerzeugung ersetzt. Im Jahr 2050 verbleibt ausschließlich Gas als konventioneller Energieträger im Erzeugungsmix erhalten. Aufgrund der insgesamt niedrigeren Stromnachfrage wird mit 61 TWh jedoch weniger gasbasierte Stromerzeugung als im Szenario Revolution benötigt. Sämtliche Gasverstromung erfolgt auf Basis von synthetischem Gas.

3.4.2 Kraftwerkspark

2017 BIS 2030

Die steigende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erfordert einen starken Ausbau der inländischen Erzeugungskapazitäten. Die installierte Leistung der onshore Windenergie steigt bis 2030 auf 99 GW. Die onshore Windkraft wird somit ähnlich stark ausgebaut wie im Szenario Revolution. Auch die installierte Leistung von offshore Windenergie und Photovoltaik entwickelt sich im Szenario Evolution wie im Szenario Revolution. Die installierte Leistung beträgt in 2030 15 GW bei der offshore Windenergie und 89 GW bei der Photovoltaik. Abbildung 30 zeigt die Ergebnisse grafisch.

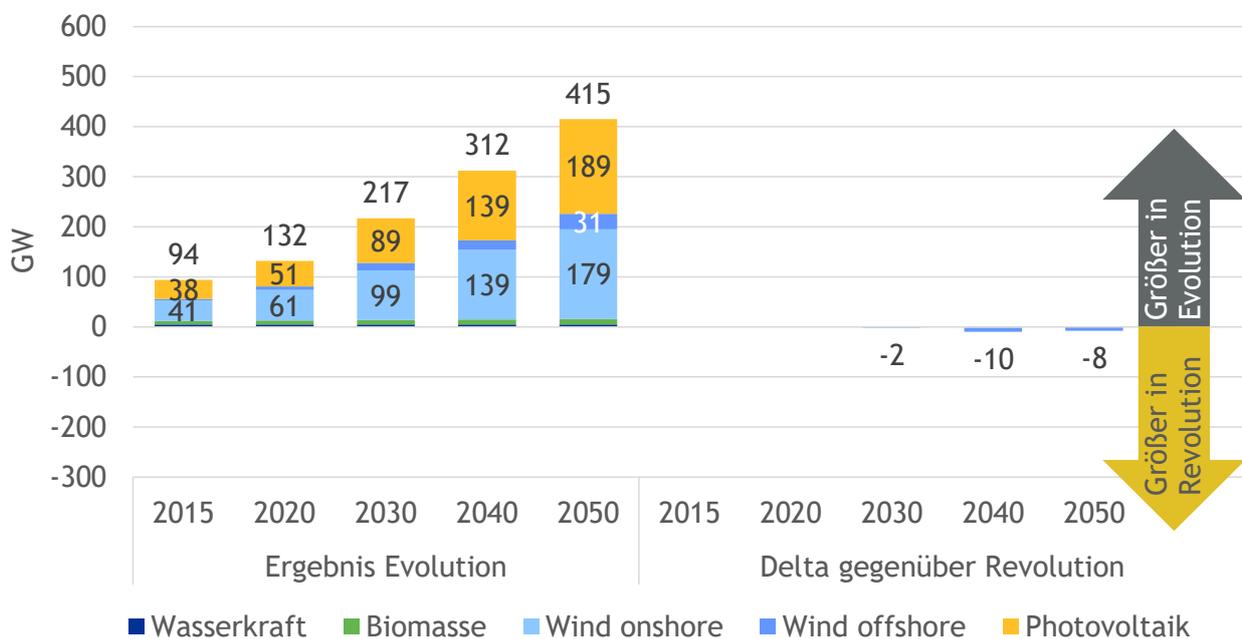


ABBILDUNG 30: INSTALLIERTE LEISTUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN IM SZENARIO EVOLUTION

Im konventionellen Kraftwerkspark findet auch im Szenario Evolution eine schrittweise Umstrukturierung auf gasbasierte Back-up Kraftwerke, die kostengünstige gesicherte Leistung bereitstellen können, statt. Allerdings müssen aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage deutlich weniger Back-up Kapazitäten installiert werden als im Szenario Revolution. Die gesamte installierte Leistung von Gaskraftwerken steigt von 31 GW in 2015 zunächst auf 60 GW in 2030. Damit sind im Szenario Evolution in 2030 19 GW weniger gasbasierte Erzeugungskapazitäten installiert als im Szenario Revolution. Die installierte Leistung von Kohlekraftwerken sinkt auch im Szenario Evolution im Zeitverlauf stark ab und beträgt jeweils 9 GW für Stein- und Braunkohle in 2030. Die insgesamt installierte konventionelle Kraftwerksleistung beträgt 80 GW in 2030. Die Ergebnisse sind in Abbildung 31 grafisch dargestellt.

Die Unterschiede bei der gesicherten Leistung zwischen den Szenarien Evolution und Revolution sind ein Resultat der unterschiedlichen Entwicklung der Stromnachfrage, die zu verschiedenen Bedarfen an gesicherter Leistung führen. Abbildung 32 stellt die entsprechende Nachfrage nach Spitzenlast differenziert nach den betrachteten Sektoren dar. Aufgrund der technologieoffenen

Ausrichtung des Szenarios Evolution und der damit verbundenen vorwiegend gasbasierten Heiztechnologien in Gebäuden, ergibt sich ein Rückgang der Spitzenlast aus dem Gebäudesektor bis 2030. Dies führt in 2030 zu einer Differenz der Spitzenlast im Gebäudesektor zwischen den beiden Szenarien von 18 GW. Im Industriesektor ergibt sich dagegen bis 2030 kein Unterschied bei der Spitzenlast. Die erforderliche gesicherte Leistung im Verkehrssektor ist aufgrund der exogen modellierten Entwicklung zwischen den beiden betrachteten Szenarien identisch und steigt auf 14 GW in 2030. Die aggregierte Spitzenlast beträgt im Szenario Evolution somit 92 GW in 2030. Damit ist der gesamte Bedarf an gesicherter Leistung in 2030 um 18 GW geringer als im Szenario Revolution.

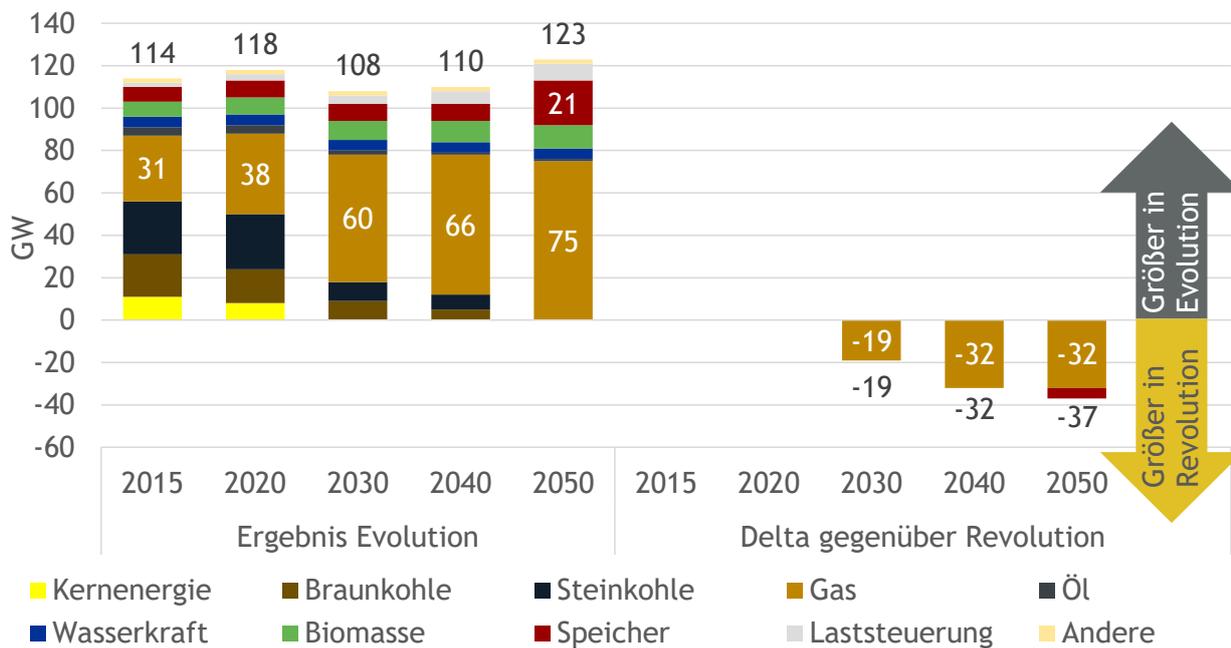


ABBILDUNG 31: ENTWICKLUNG DES KONVENTIOELLEN KRAFTWERKSPARKS IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Der Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von erneuerbaren Energien setzt sich nach 2030 fort. Die onshore Windenergie wird auf 179 GW ausgebaut, die offshore Windenergie auf 31 GW und die Photovoltaik auf 189 GW. Damit werden folglich auch im Szenario Evolution die angenommenen Potenzialgrenzen an verfügbaren Flächen für onshore Windkraftanlagen in Deutschland vollständig ausgeschöpft. Auch bei der Photovoltaik werden alle Standorte in Mittel- und Süddeutschland genutzt. Der einzige Unterschied zum Szenario Revolution ergibt sich damit bei der offshore Windenergie. Die installierte Leistung im Szenario Evolution ist um 8 GW niedriger.

Im konventionellen Kraftwerkspark werden Gaskraftwerke nach 2030 weiter stark ausgebaut. Die installierte Leistung in 2050 beträgt 75 GW. Aufgrund der niedrigeren Stromnachfrage und der entsprechend niedrigeren Spitzenlast ist dies ein deutlich geringerer Wert als im Szenario

Revolution. Die Differenz beträgt 32 GW. Kohlekraftwerke verschwinden wie auch im Szenario Revolution bis 2050 vollständig aus dem deutschen Kraftwerkspark.

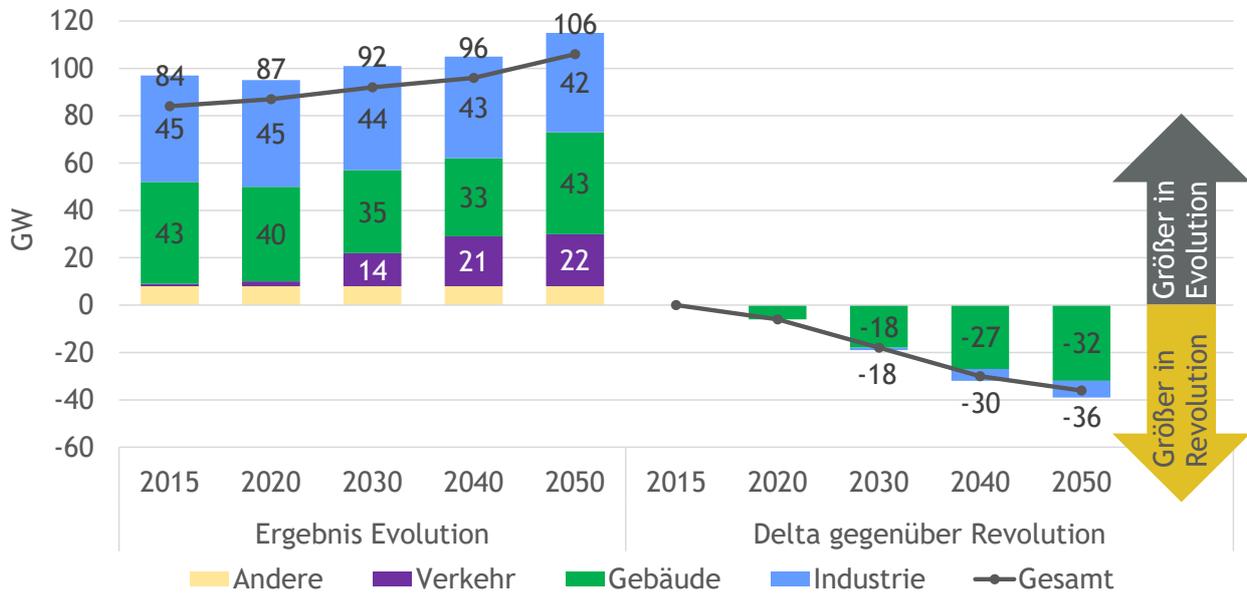


ABBILDUNG 32: ENTWICKLUNG DER SPITZENLAST IM SZENARIO EVOLUTION

Die Spitzenlast im deutschen Stromversorgungssystem steigt bis 2050 auf 106 GW. Damit ist die Spitzenlast im Szenario Revolution 36 GW niedriger. Diese Differenz ist in niedrigeren Spitzenlasten der Sektoren Gebäude und Industrie begründet, da hier weniger Strombasierte Technologien zum Einsatz kommen. Wie auch im Szenario Revolution ist die gesamte Spitzenlast aus Gleichzeitigkeitsgründen kleiner als die Summe der einzelnen Sektoren.

3.4.3 Stromaußenhandel

2017 BIS 2030

Die Nettostromimporte steigen bis 2030 aufgrund von Kernenergieausstieg und rückläufiger inländischer konventioneller Stromerzeugung an. Im Jahr 2030 ist Deutschland bereits Nettostromimporteur. Im Vergleich zum Szenario Revolution ergibt sich jedoch im Jahr 2030 ein deutlich niedrigerer Nettoimport. Die Differenz beträgt in 2030 16 TWh. Der Grund für diesen Unterschied ist die niedrigere Stromnachfrage im Szenario Evolution, die weniger Stromimporte zur Deckung der deutschen Stromnachfrage erfordert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 33 grafisch dargestellt.

In Abbildung 34 ist der restliche europäische Strommarkt abgebildet. Auch im Szenario Evolution wächst die Erneuerbare Erzeugung in Europa stark an und verdoppelt sich fast bis. Demgegenüber steht eine starke Reduktion der Erzeugung aus Steinkohle (-42 % gegenüber 2015), Gas (-54 %) und Öl (-47 %) im Zeitraum bis 2030.

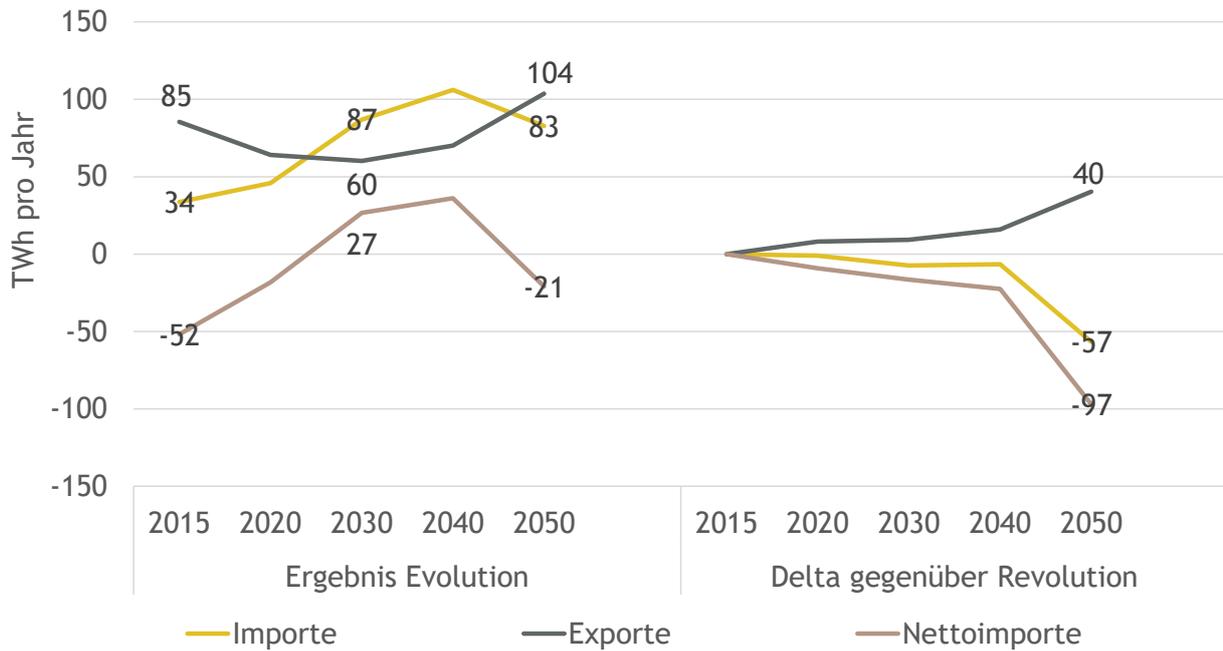


ABBILDUNG 33: ENTWICKLUNG DES STROMAUßENHANDELS IM SZENARIO EVOLUTION

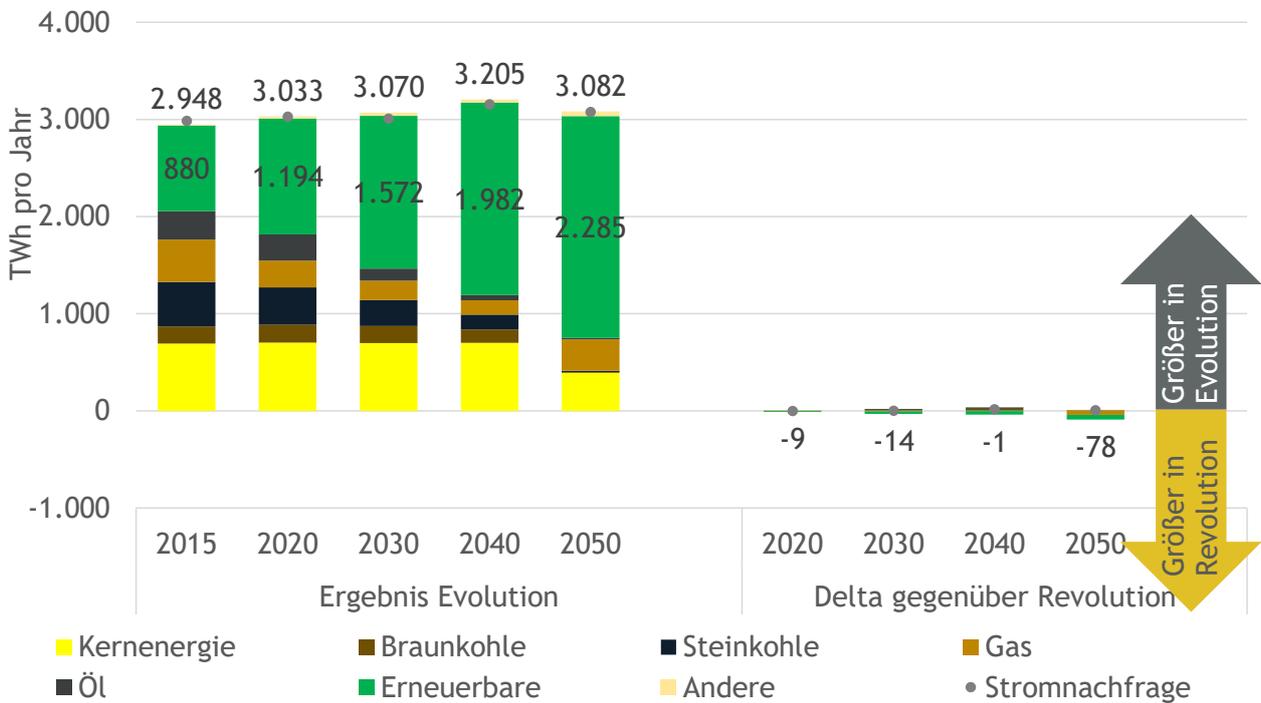


ABBILDUNG 34: ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN STROMERZEUGUNG (OHNE DEUTSCHLAND) IM SZENARIO EVOLUTION¹²

¹² EU-28 ohne Malta und Zypern sowie Norwegen und die Schweiz.

2030 BIS 2050

Bis 2040 steigen die Nettostromimporte zunächst weiter leicht an und sinken danach ab. In 2050 wird Deutschland damit wieder zum Nettoexporteur von Strom. Der Grund für diese Entwicklung ist die hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Stunden mit hoher Verfügbarkeit von Wind und Sonne, die zu einem Überangebot von inländischer Stromerzeugung führt. Dies ist ein großer Unterschied zum Szenario Revolution, da dort aufgrund der deutlich höheren Stromnachfrage auch in 2050 große Mengen Strom importiert werden müssen. Die Differenz in den Nettostromimporten zwischen den Szenarien beträgt im Jahr 2050 97 TWh.

Der Ausbau der Erneuerbaren schreitet auch im Zeitraum bis 2050 in Europa voran und somit steigt die Erneuerbare Erzeugung zwischen 2030 und 2050 um 45 %. Zur Einhaltung der europaweit strenger werdenden Emissionsvorgaben sinkt im Gegenzug die konventionelle Erzeugung. Die Erzeugung aus Kohle und Öl sinkt im Vergleich zu 2015 sogar um über 95 %. Die Erzeugung aus Gas sinkt im Vergleich zu 2015 nur um etwa 15 %. Das zur Stromerzeugung verwendete Gas ist jedoch in 2050 vorwiegend synthetisch.

3.5 Synthetische Brennstoffe

2017 BIS 2030

Synthetische Brennstoffe sind im technologieoffenen Szenario Evolution ein entscheidender Teil des zunehmend klimaneutralen Energiesystems. Im Jahr 2030 werden 10 TWh im Industriesektor und 31 TWh im Verkehrssektor eingesetzt. Insgesamt werden somit in 2030 41 TWh synthetische Brennstoffe verbraucht. Damit ergeben sich in 2030 keine Unterschiede zum Szenario Revolution. Abbildung 35 zeigt eine grafische Darstellung der Ergebnisse.

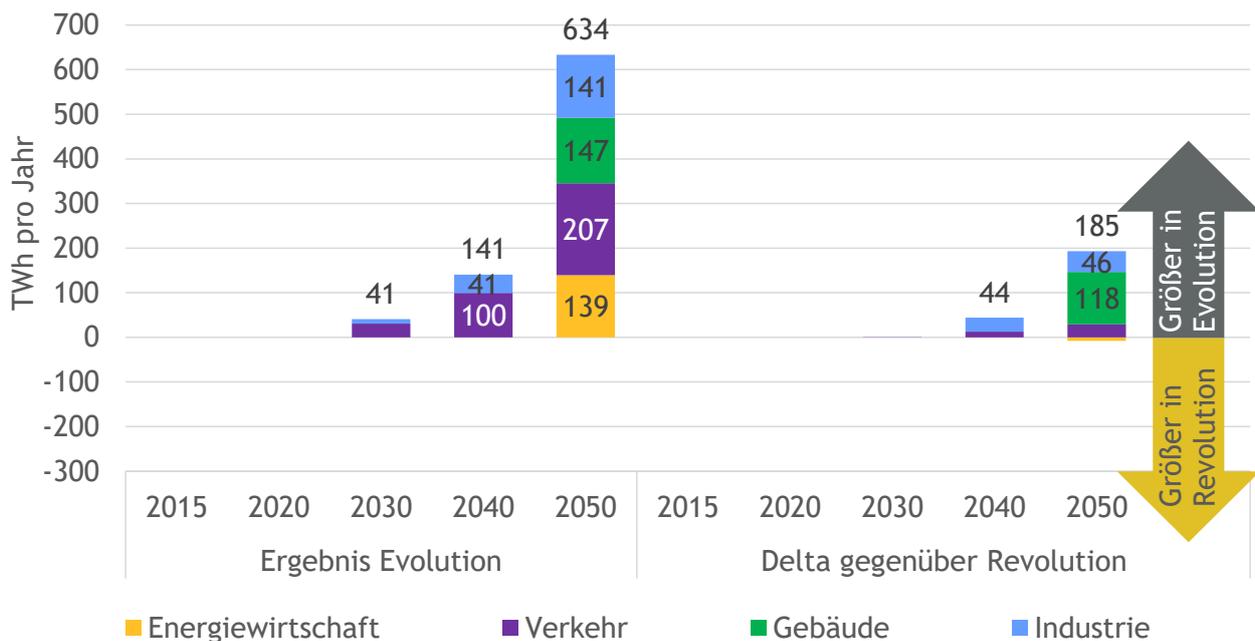


ABBILDUNG 35: EINSATZ VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN IM SZENARIO REVOLUTION

Die Aufteilung der Nachfrage auf die verschiedenen Brennstofftypen ist in Abbildung 36 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass auch im Szenario Evolution der überwiegende Teil der synthetischen Brennstoffe Gas darstellt, das durch Power-to-Gas Technologien erzeugt wird. Die insgesamt durch synthetisches Gas bereitgestellte Energie beträgt 23 TWh in 2030.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Flächenpotenzialen für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen innerhalb von Deutschland wird auch im Szenario Evolution ein großer Teil der synthetischen Brennstoffe aus dem Ausland importiert. Mit 30 TWh wird dabei in 2030 der überwiegende Teil der Nachfrage durch Importe aus dem europäischen Ausland gedeckt. 11 TWh werden innerhalb von Deutschland produziert. Die Ergebnisse sind abschließend in Abbildung 37 grafisch dargestellt.

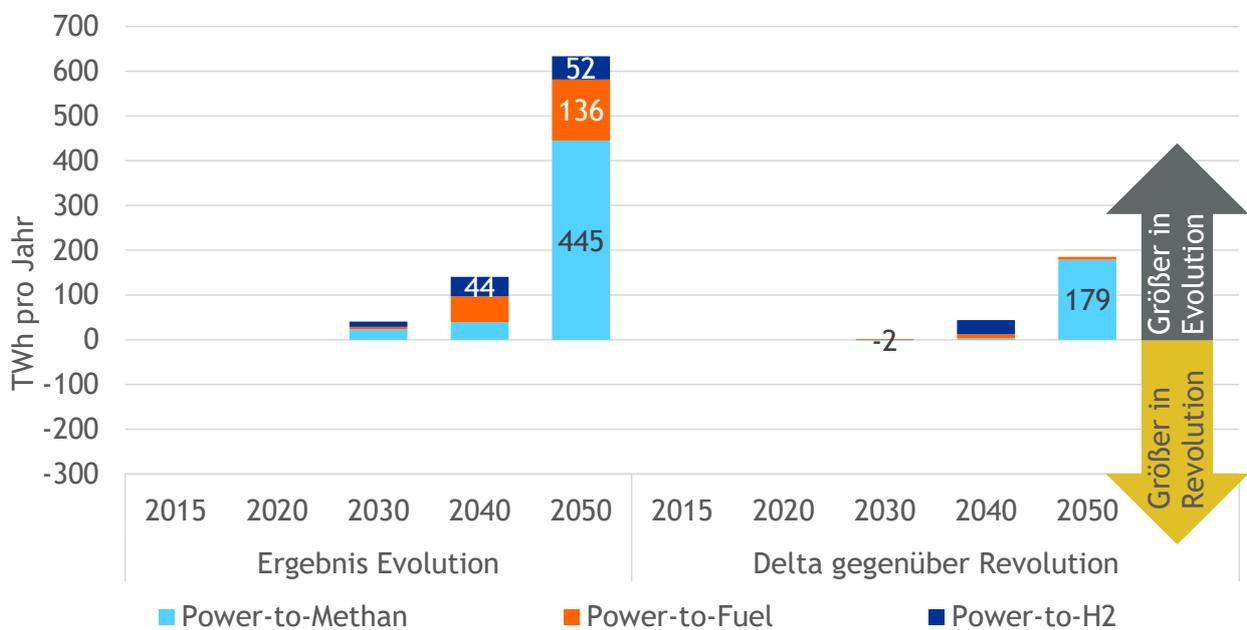


ABBILDUNG 36: VERBRAUCH VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN NACH TYP IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Im Jahr 2050 steigt die Nutzung von synthetischen Brennstoffen sehr stark auf 634 TWh an, da das 95 % Minderungsziel in allen betrachteten Sektoren den Einsatz von synthetischen Brennstoffen erfordert. Mit 207 TWh hat der Verkehrssektor den größten Anteil, gefolgt vom Gebäudesektor mit 147 TWh und dem Industriesektor mit 141 TWh. Auch in der Energieversorgung werden im Jahr 2050 139 TWh synthetische Brennstoffe eingesetzt, da die Flächenpotenziale von geeigneten Standorten für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland begrenzt sind und somit nicht ausreichend emissionsfreier Strom direkt aus erneuerbaren Energie produziert werden kann. Im Vergleich zum Szenario Revolution ist der Einsatz von synthetischen Brennstoffen im Gebäudesektor, im Verkehrssektor und im Industriesektor im Szenario Evolution größer. Die Differenz beträgt 118 TWh im Gebäudesektor, 46 TWh im Industriesektor und 29 TWh im Verkehrssektor. Der Einsatz in der Energiewirtschaft ist dagegen um 8 TWh niedriger, da aufgrund

des größeren Verbrauchs in den anderen Sektoren mehr Nutzungskonkurrenzen entstehen. In Summe ergibt sich in 2050 ein Verbrauch von 634 TWh an synthetischen Brennstoffen. Der Gesamtverbrauch liegt damit um 185 TWh oder 41 % höher als im Szenario Revolution.

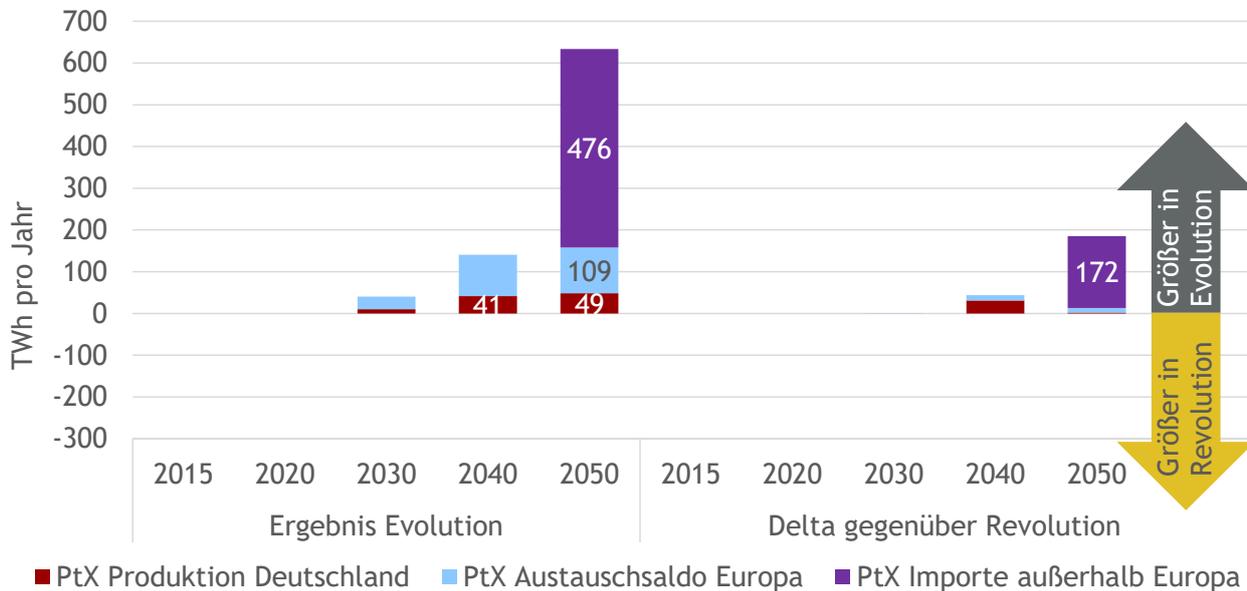


ABBILDUNG 37: GEOGRAFISCHE HERKUNFT VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN IM SZENARIO EVOLUTION

Mit 445 TWh ist der überwiegende Anteil der in 2050 genutzten synthetischen Brennstoffe synthetisches Gas. Darüber hinaus werden 136 TWh Power-to-Fuel im Verkehrssektor sowie 52 TWh synthetischer Wasserstoff im Industriesektor genutzt.

Im Jahr 2050 wird der Großteil des Verbrauchs von synthetischen Brennstoffen aus dem außereuropäischen Ausland importiert, da innerhalb von Europa starke Nutzungskonkurrenzen für emissionsfreien Strom entstehen. Die insgesamt aus dem Ausland importierte Menge beträgt 585 TWh. Davon stammen 109 TWh aus dem europäischen Ausland und 476 TWh aus dem außereuropäischen Ausland. 49 TWh werden innerhalb von Deutschland produziert.

Auch im Szenario Evolution führt die Betrachtung der Importe von synthetischen Brennstoffen leicht zu dem Bild, dass Deutschland verstärkt von energetischen Importen abhängig wird. Abbildung 38 zeigt die energetischen Importe von Deutschland in den Jahren 2015 und 2050. Es zeigt sich, dass auch im Szenario Evolution die energetischen Importe nach Deutschland insgesamt zurückgehen. Im Vergleich zum Szenario Revolution werden zwar einerseits 183 TWh mehr an synthetischen Brennstoffen importiert, andererseits fallen jedoch auch die Stromimporte um knapp 100 TWh geringer aus.

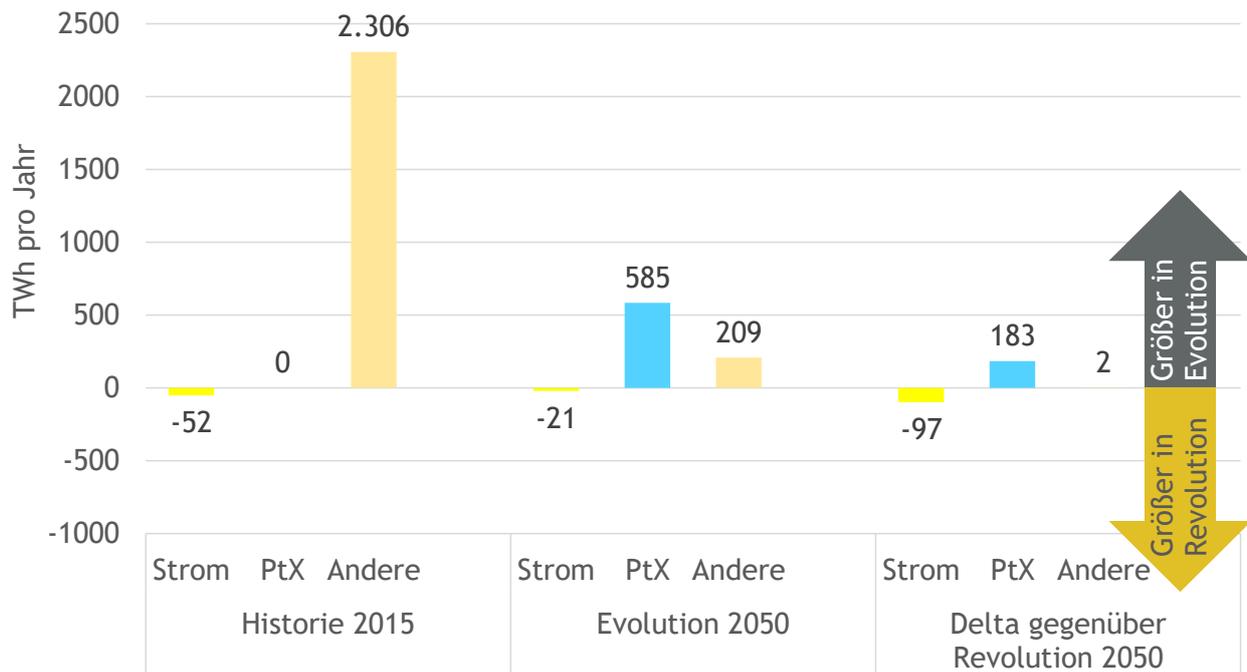


ABBILDUNG 38: ENERGETISCHE IMPORTE¹³ NACH DEUTSCHLAND IN 2015 UND 2050 IM SZENARIO EVOLUTION

3.6 Kosten

3.6.1 Direkte jährliche Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch

2017 BIS 2030

Bis zum Jahre 2030 steigen die jährlichen Ausgaben für Energieumwandlung und Verbrauch im Evolutionsszenario um 14 Mrd. Euro auf 113 Mrd. Euro. Der jährliche Kostenanstieg ist somit 3,9 Mrd. Euro höher als im Revolutionsszenario. Mit 3,3 Mrd. Euro ergeben sich die größten Mehrkosten durch Brennstoffkosten. Dies liegt an der größeren Nachfrage nach konventionellen Brennstoffen durch die Endenergiesektoren Gebäude und Industrie im Vergleich zum Szenario Revolution. Darüber hinaus liegen die Betriebs- und Wartungskosten in dem Szenario geringfügig (+1,2 Mrd. Euro) oberhalb der des Revolutionsszenarios. Diese Kostendifferenz basiert auf Angaben des BDEW-Heizkostenvergleichs (BDEW (2016) und BDEW (2017)), die einen geringeren Wartungsaufwand von Wärmepumpen gegenüber Gasheizungen angeben. Demgegenüber steht eine geringere Abhängigkeit von Stromimporten im Szenario Evolution. Dies führt dazu, dass die Ausgaben für Stromimporte um 0,6 Mrd. Euro geringer sind als im Szenario Evolution. In 2030 ist in beiden Szenarien ein Power-to-X-Import in gleichen Umfang nötig, sodass sich die Kosten hierfür nicht unterscheiden.

¹³ Strom und Power-to-X in Endenergie, Andere in Primärenergie. Die historischen Daten beruhen auf den Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland von den AG Energiebilanzen und sind um nicht-energetischen Verbrauch bereinigt.

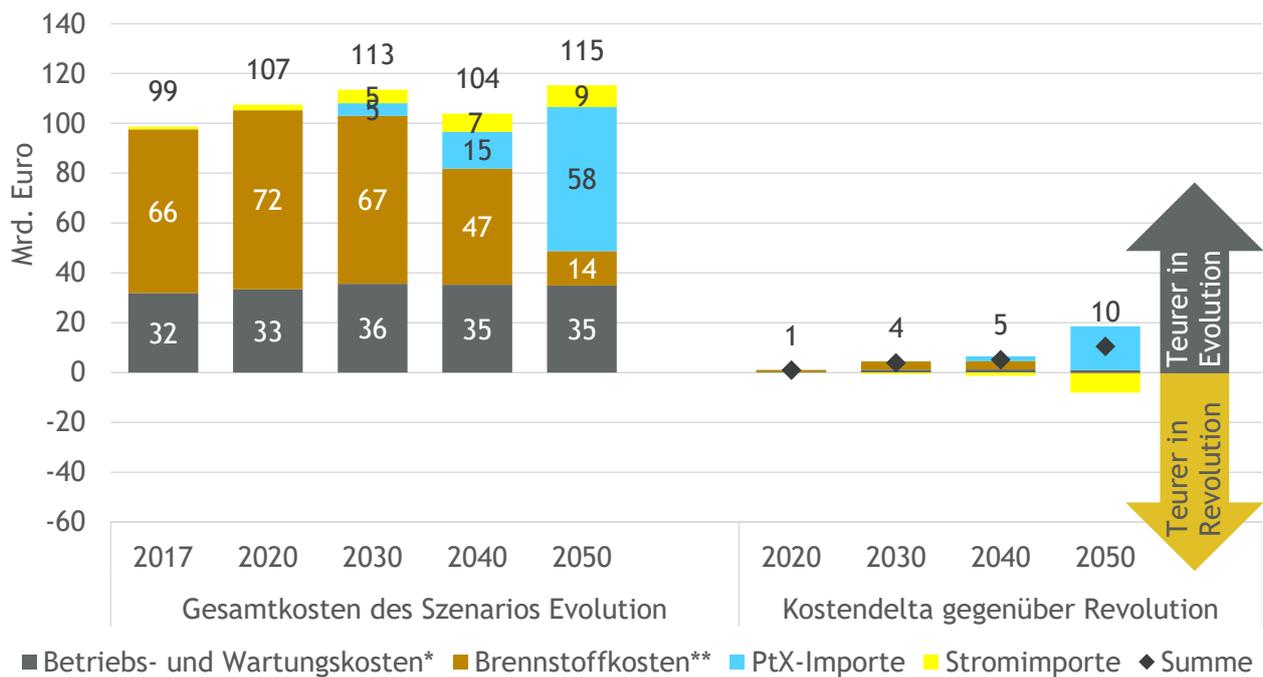


ABBILDUNG 39: DIREKTE JÄHRLICHE AUSGABEN FÜR ENERGIEUMWANDLUNG UND VERBRAUCH IM SZENARIO EVOLUTION UND VERGLEICH MIT SZENARIO REVOLUTION¹⁴

2030 BIS 2050

Ähnlich wie im Szenario Revolution ändert sich die Struktur der jährlichen direkten Ausgaben für Energieumwandlung und -verbrauch im Szenario Evolution zwischen 2030 und 2050 grundlegend. Die Höhe der Kosten unterscheidet sich in 2050 mit einem Plus von 1,7 Mrd. Euro nur unwesentlich von 2030. Im Vergleich zum Szenario Revolution entstehen im Jahr 2040 Mehrkosten in Höhe von 5,2 Mrd. Euro und in 2050 in Höhe von 10,5 Mrd. Euro. Für 2040 entsprechen die Kostendifferenzen zwischen den Szenarien Evolution und Revolution ungefähr denen für 2030. Für 2050 unterscheiden sich die beiden Szenarien deutlich stärker. Die strikten CO₂-Ziele gepaart mit einem im Vergleich zum Szenario Revolution höherem Anteil an Verbrauch konventioneller Energieträger wie Gas durch die Sektoren Gebäude und Industrie führen zu einem deutlich höherem Bedarf an synthetischen Brennstoffen. Der Mehrbedarf wird sowohl durch eine Mehrproduktion in Deutschland als auch durch Mehrimporte gedeckt. Die jährlichen Mehrkosten gegenüber Revolution für Power-to-X-Importe belaufen sich auf 17,6 Mrd. Euro. Diese große Kostendifferenz ist durch Annahmen zu Kosten für Power-to-X getrieben. Entwickeln sich die Kosten für Power-to-X günstiger, ergeben sich deutlich geringere Mehrkosten. In Kapitel 4.2.2 werden die Mehrkosten in der Szenariovariante Technologieschub Gas aufgezeigt. Diesen Mehrkosten stehen Einsparungen gegenüber dem Szenario Revolution für Stromimporte gegenüber. Aufgrund der geringeren Stromnachfrage wird lediglich gut halb so viel Strom importiert wie im Szenario Revolution. Hierdurch kommt es zu Einsparungen gegenüber dem Szenario Revolution in Höhe von 7,5 Mrd. Euro. Betriebs- und Wartungskosten sowie Brennstoffkosten (ohne Strom- und Power-to-

¹⁴ * Betriebs- und Wartungskosten für Kraftwerke, Power-to-X-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung und Heizungen.
 ** Kosten für konventionelle und biogene Brennstoffe.

X-Importe) unterscheiden sich in den Szenarien in 2050 kaum. So liegen die Betriebs- und Wartungskosten in 2050 bei 35 Mrd. Euro und somit 0,9 Mrd. Euro höher als im Szenario Revolution. Dieser Kostennachteil ergibt sich durch höhere Wartungskosten für Gasheizungen. Die Kosten für fossile und biogene Kraftstoffe liegen im Szenario Evolution mit 0,5 Mrd. Euro minimal unterhalb der Kosten im Szenario Revolution. Dass die Kosten nahezu identisch sind, liegt daran, dass der Mehrbedarf an konventionellen Kraftstoffen im Szenario Evolution vollständig durch synthetische Energieträger gedeckt wird. Der Kostenunterschied ergibt sich aus geringfügigen Unterschieden in der Zusammensetzung der bezogenen fossilen und biogenen Kraftstoffe.

3.6.2 Investitionskosten

2017 BIS 2030

Die Investitionen im Gebäudesektor unterliegen im Evolutionsszenario keinen politischen Vorgaben, sodass Investitionsentscheidungen technologieoffen und ausschließlich vor dem Hintergrund der kostenminimalen Erreichung der Klimaziele getroffen werden. Die Investitionskosten sind in Abbildung 40 dargestellt. Dies führt dazu, dass die Ausgaben im Gebäudesektor zwischen 2017 und 2030 analog zu den sinkenden CO₂-Mengen von knapp 5,9 auf 9,1 Mrd. Euro steigen. Sie liegen jedoch nur halb so hoch, wie die Kosten im Szenario Revolution, indem eine Sanierungsrate von 2 % und ein ambitionierter Wärmepumpenzubau vorgeschrieben sind. Insgesamt belaufen sich die jährlichen Einsparungen des Szenarios Evolution bei den Investitionen auf zwischen 7,9 und 11,1 Mrd. Euro. Für das Szenario Evolution sind gegenüber Revolution damit die Einsparungen bei den Investitionen in den Jahren bis 2030 mehr als doppelt so hoch wie die Mehrkosten für Energieumwandlung und Verbrauchskosten.

In der Energiewirtschaft unterscheiden sich die politischen Vorgaben nicht, sodass Investitionen überwiegend durch das CO₂-Ziel bzw. die Stromnachfrage (Arbeit und Leistung) getrieben sind. Die jährlichen Investitionskosten steigen im Szenario Evolution von 8,2 auf 13,5 Mrd. Euro. Aufgrund der etwas geringeren Stromnachfrage und Spitzenlast im Szenario Evolution liegen die jährlichen Investitionen in der Energiewirtschaft in den Jahren bis 2030 jährlich um bis zu 0,9 Mrd. Euro unterhalb derer des Szenarios Revolution. Konkret werden in diesem Zeitraum deutlich weniger Gaskraftwerke zugebaut.

2030 BIS 2050

Vor dem Hintergrund sich verschärfender CO₂-Vorgaben steigen die Investitionskosten sowohl im Gebäudesektor als auch in der Energiewirtschaft weiter an. Insgesamt steigen die jährlichen Investitionen um 9 Mrd. Euro bzw. von 22,7 auf 31,7 Mrd. Euro. 3,8 Mrd. der Mehrinvestitionen ergeben sich im Gebäudesektor. Dieser Kostenanstieg ist überwiegend durch einen vermehrten Austausch von Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen in sanierten Gebäuden begründet. Die jährlichen Investitionskosten in der Energiewirtschaft steigen von 13,5 auf 18,2 Mrd. Euro. Dieser Zuwachs ergibt sich wie im Szenario Revolution aufgrund einer steigenden Ausbaugeschwindigkeit von EE-Anlagen, dem Zwang aufgrund erreichter Potenzialgrenzen in teurere Technologien zu investieren sowie dem notwendigen Zubau von Gaskraftwerken.

Trotz des Kostenanstiegs in beiden Sektoren liegen die Investitionskosten zwischen 8,8 und 9,3 Mrd. Euro unterhalb des Szenarios Revolution. Konkret werden im Gebäudesektor Einsparungen zwischen 7,9 und 7,4 Mrd. Euro und in der Energiewirtschaft Einsparungen von rund 1,5 Mrd. Euro gegenüber den Investitionen im Szenario Revolution erzielt. Im Gebäudesektor ergeben sich diese Einsparungen aufgrund deutlich geringerer Investitionen in Dämmungen und Wärmepumpen. In der Energiewirtschaft ergeben sich Einsparungen wegen einer deutlich geringeren Zunahme der Stromnachfrage und Spitzenlast im Szenario Evolution als im Szenario Revolution. Hierdurch kann der Zubau von Gaskraftwerken in großem Umfang und Erneuerbaren geringfügig reduziert werden.

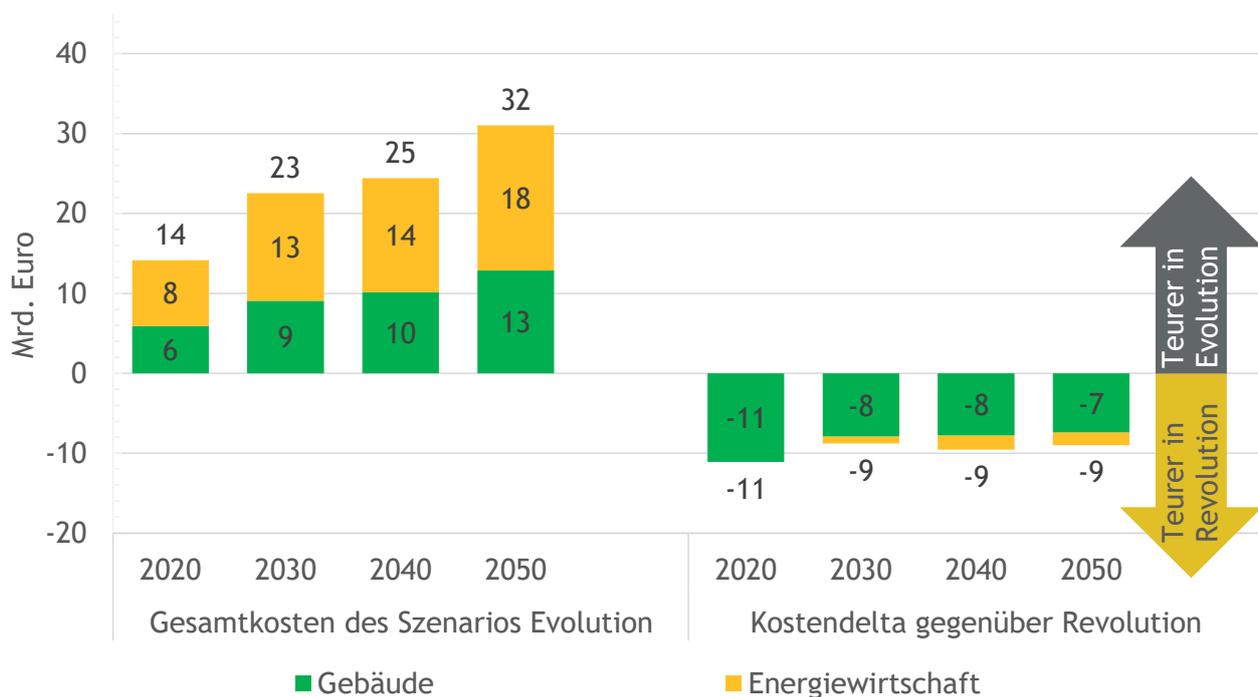


ABBILDUNG 40: JÄHRLICHE INVESTITIONEN IN DEN SEKTOREN GEBÄUDE UND ENERGIEWIRTSCHAFT IM SZENARIO EVOLUTION UND VERGLEICH MIT SZENARIO REVOLUTION

3.6.3 Netzkosten

2017 BIS 2030

In Abbildung 41 sind die Kosten für Strom-, Gas- und Wärmenetze im Zeitverlauf abgebildet. Die jährlichen Netzkosten steigen zwischen 2017 und 2030 um 5,6 Mrd. Euro bzw. von 31,2 Mrd. Euro auf 36,8 Mrd. Euro. Dieser Kostenanstieg resultiert, wie im Szenario Revolution vorwiegend durch den Stromnetzausbau, der bis 2030 jährliche Mehrkosten in Höhe von 5,2 Mrd. Euro verursacht. Im Vergleich zum Szenario Revolution ergibt sich jedoch eine jährliche Kosteneinsparung in Höhe von 1,1 Mrd. Euro. Einsparungen beim Ausbau der Verteilnetze (-1,0 Mrd. Euro gegenüber Szenario Revolution) ergeben sich vorwiegend durch eine geringere Spitzenlast. Grund hierfür ist unter anderem die geringere Stromnachfrage im Gebäudesektor durch Wärmepumpen. Der Kostenanstieg für den Ausbau des Übertragungsnetzes unterscheidet sich in den Szenarien kaum

(-0,1 Mrd. Euro gegenüber Szenario Revolution), da es zu einem ähnlich starken Zubau von Erneuerbaren kommt. Darüber hinaus steigen die Kosten für Gasinfrastruktur bis 2030 geringfügig (+0,5 Mrd. Euro) an. Da der Großteil der Investitionen bereits durch den NEP Gas 2016 festgelegt ist und durch die Umstellung von L-Gas auf H-Gas begründet ist, unterscheiden sich die Netzkosten kaum. Aufgrund der im Verteilnetz um 15 % höheren Nachfrage ergeben sich im Vergleich zum Szenario Revolution dennoch Mehrkosten in Höhe von 0,3 Mrd. Euro. Die Nachfrage nach Fern- bzw. Nahwärme steigt im Evolutionsszenario bis zum Jahr 2030 um ungefähr 10 % (+12 TWh). Da diese Nachfragesteigerungen überwiegend durch Erweiterungen und Verdichtungen bestehender Wärmenetze erfolgen, steigen die Infrastrukturkosten für Wärmenetze bis 2030 lediglich um 0,1 Mrd. Euro. Es ergeben sich Mehrkosten gegenüber Szenario Revolution in Höhe von 0,2 Mrd. Euro. Aggregiert über alle betrachteten Netze entstehen im Szenario Evolution jährlich um 0,6 Mrd. Euro geringere Netzkosten als im Szenario Revolution.

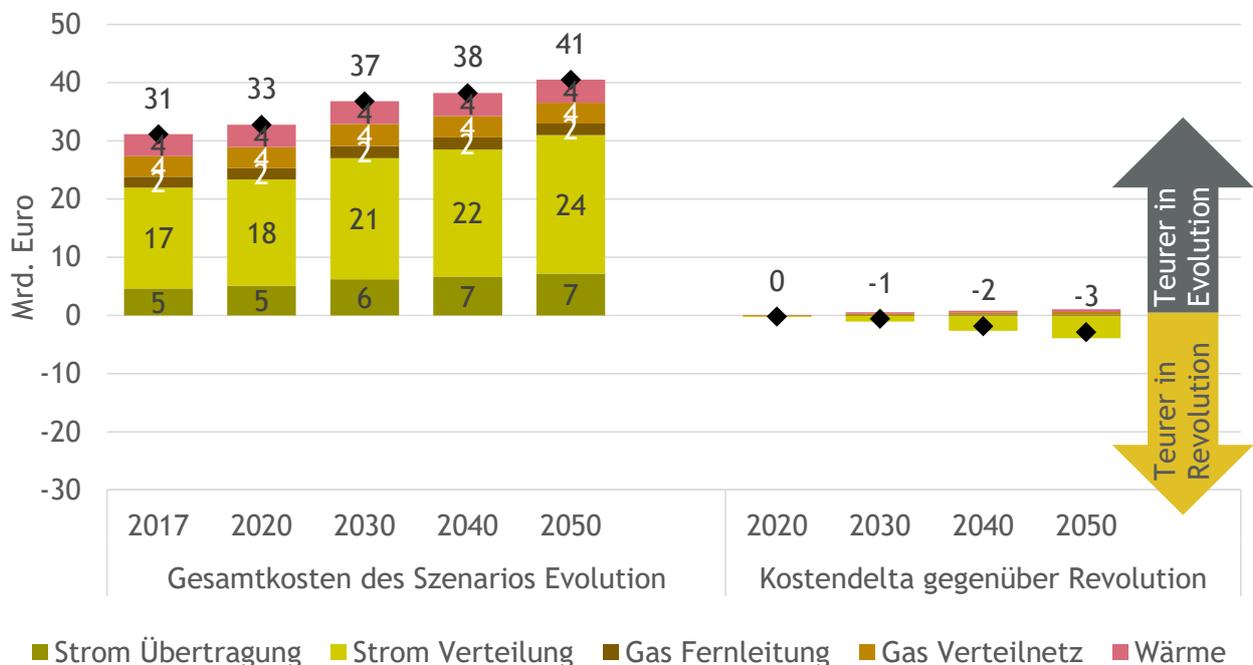


ABBILDUNG 41: JÄHRLICHE NETZKOSTEN STROM-, GAS- UND WÄRMENETZE IM SZENARIO EVOLUTION UND VERGLEICH MIT SZENARIO REVOLUTION

2030 BIS 2050

Zwischen 2030 und 2050 steigen die jährlichen Netzkosten um weitere 3,8 Mrd. Euro auf 40,5 Mrd. Euro. Mehrkosten in Höhe von 3,9 Mrd. Euro ergeben sich aufgrund des weiteren Stromnetzausbaus. Dieser ist, wie im Szenario Revolution, aufgrund des weiteren EE-Zubaus und der weiteren Verbreitung von Elektromobilität notwendig. Da die Nachfrage im Gebäude- und Industriesektor aber geringer ausfällt, muss insbesondere das Verteilnetz weniger stark ausgebaut werden. Die Ersparnis gegenüber Szenario Revolution steigt hierdurch von jährlich 1,1 Mrd. Euro in 2030 auf 3,9 Mrd. Euro in 2050 an. Die Netzkosten für Gasinfrastruktur fallen in den Jahren zwischen 2030 und 2050 von 5,9 Mrd. Euro auf 5,6 Mrd. Euro. Dies ist dadurch begründet, dass die Höhe der Investitionen in diesem Zeitraum deutlich zurückgeht. Die Differenz gegenüber dem

Szenario Revolution nimmt hingegen von 0,3 Mrd. Euro in 2030 auf 0,6 Mrd. Euro in 2050 zu. Dies ist teilweise durch höhere Kosten für Treibgas und andere variable Betriebskosten als auch durch geringfügig höhere Investitionen begründet. Jedoch findet im Szenario Evolution nahezu kein Rückbau im Verteilnetz (0,2 Mrd. Euro) statt. Dies liegt daran, dass die Haushaltsnachfrage nach Gas nur geringfügig (von 229 TWh in 2015 auf 208 TWh in 2050) sinkt, während sie im Szenario Revolution im Jahr 2050 bei lediglich 55 TWh liegt. Hierdurch können im Vergleich zum Szenario Revolution 10,4 Mrd. Euro eingespart werden. Aufgrund des weiteren Ausbaus von Wärmeinfrastruktur kommt es zu weiteren leichten Kostensteigerungen für Wärmeinfrastruktur von 3,9 Mrd. Euro in 2030 auf 4,0 Mrd. Euro in 2050. Insgesamt steigen die jährlichen Einsparungen des Evolutionsszenarios für netzgebundene Energieinfrastruktur von 0,6 Mrd. Euro in 2030 auf 2,9 Mrd. Euro in 2050. Zusätzlich werden 10,2 Mrd. Euro an Rückbaukosten eingespart.

3.6.4 Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien Revolution und Evolution

Auf Basis der Ergebnisse des Kapitels 2.6 und der Abschnitte 3.6.1 bis 3.6.3 werden im folgenden Abschnitt die kumulierten Kosten der Szenarien Revolution und Evolution miteinander verglichen. Hierfür werden die Investitionskosten beider Szenarien in Kapitalkosten umgerechnet. Dies geschieht auf Basis der Annahmen zu Lebensdauern und Zinssätzen. Die hieraus ermittelten jährlichen Gesamtkosten werden anschließend für die beiden betrachteten Zeiträume kumuliert.

2017 BIS 2030

In Abbildung 42 sind die Kostendifferenzen zwischen den beiden Szenarien Evolution und Revolution dargestellt. Für den Zeitraum zwischen 2017 und 2030 ergeben sich im technologieoffenen Szenario Evolution kumulierte Einsparungen in Höhe von 23,6 Mrd. Euro im Vergleich zum Szenario Revolution. In letzterem werden CO₂-Einsparungen durch eine Elektrifizierung in den Sektoren Gebäude und Industrie ordnungspolitisch durchgesetzt. Dies entspricht einer jährlichen Einsparung in Höhe von 715 Mio. Euro. Die Mehrkosten des Evolutionsszenarios durch den vergleichsweise geringen Rückgang nach fossilen und biogenen Brennstoffen (+28,3 Mrd. Euro), die höheren Betriebs- und Wartungskosten (+10,4 Mrd. Euro) sowie die minimal höheren Power-to-X-Importkosten (+0,2 Mrd. Euro) werden durch Einsparungen in den anderen Kostenkategorien mehr als ausgeglichen. Da deutlich weniger Sanierungen durchgeführt und Wärmepumpen eingebaut werden, können im Zeitraum zwischen 2017 und 2030 Kapitalkosten in Höhe 51,5 Mrd. Euro eingespart werden. Darüber hinaus führt die geringe Elektrifizierung der Endenergiesektoren zu kumulierten Einsparungen für Netzkosten in Höhe von 4,8 Mrd. Euro zwischen 2017 und 2030. Im gleichen Zeitraum liegen darüber hinaus die kumulierten Kosten für Stromimporte um 6,3 Mrd. Euro unterhalb der Kosten im Szenario Revolution.

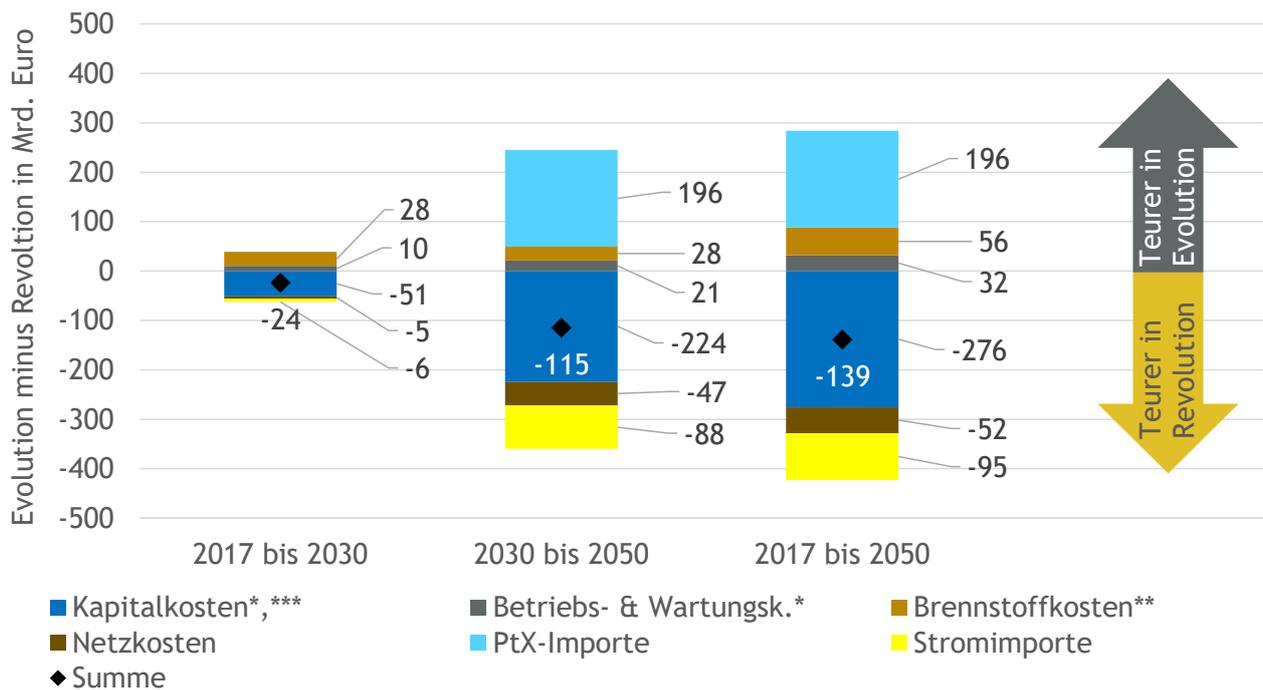


ABBILDUNG 42: KUMULIERTE KOSTENDIFFERENZEN ZWISCHEN DEN SZENARIEN EVOLUTION UND REVOLUTION¹⁵

2030 BIS 2050

Im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 vergrößern sich die Kostenunterschiede in den einzelnen Kostenarten der beiden Szenarien deutlich. Darüber hinaus steigen die kumulierten Einsparungen des Szenarios Evolution gegenüber Szenario Revolution deutlich auf 115,1 Mrd. Euro. Jährlich betrachtet verachtfachen sich die Einsparungen des Szenarios Evolution gegenüber dem Zeitraum von 2017 bis 2030 und steigen von 715 Mio. Euro auf 5,8 Mrd. Euro. Diese Entwicklung ergibt durch die im Folgenden beschriebene Entwicklung der verschiedenen Kostenarten:

Im Szenario Evolution entstehen kumulierte Mehrkosten in Höhe von 195,6 Mrd. Euro aufgrund der deutlich größeren Importmengen von synthetischen Brennstoffen. Darüber hinaus fallen in diesem Zeitraum höhere Kosten für fossile und biogene Brennstoffe (+28,0 Mrd. Euro) an, da diese insbesondere bis zum Jahr 2040 im Szenario Evolution stärker genutzt werden als im Szenario Revolution. Außerdem fallen aufgrund der höheren Betriebs- und Wartungskosten von Gasheizungen höhere Betriebs- und Wartungskosten insgesamt an (+21,3 Mrd. Euro). Die Einsparungen in den anderen Kostenarten übersteigen die eben genannten Mehrkosten jedoch deutlich. Die größten Einsparungen des Szenarios Evolution ergeben sich, wie im Zeitraum zwischen 2017 und 2030, aufgrund deutlich geringerer Kapitalkosten im Gebäudesektor und der Energiewirtschaft. Konkret betragen diese Einsparungen 224,4 Mrd. Euro und entstehen sowohl durch Einsparungen bei Dämmung, Heizungseinbau als auch geringeren Investitionen in Erneuerbare Energien und Gaskraftwerke. Weitere kumulierte Einsparungen in Höhe von 47,7 Mrd. Euro ergeben sich aufgrund geringerer Netzkosten. Hierfür sind überwiegend die

¹⁵ * Kapital- sowie Betriebs- und Wartungskosten für Kraftwerke, Power-to-X-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung und Heizungen.
 ** Kosten für konventionelle und biogene Brennstoffe. ***Kapitalkosten durch Annuisierung der Investitionskosten.

deutlich geringeren Investitionen in Stromnetze verantwortlich. Alleine die Einsparungen durch diese beiden Kostenkomponenten übersteigen die gesamten Mehrkosten des Szenarios (für Power-to-X-Importe, Brennstoffe sowie Wartung und Betrieb) um über 25 Mrd. Euro. Zusätzlich kommt es aufgrund deutlich geringeren Stromimporten zwischen 2030 und 2050 zu Einsparungen in Höhe von 88,3 Mrd. Euro.

KUMULIERTE BETRACHTUNG DES ZEITRAUMS 2017 BIS 2050

Von 2017 bis 2050 ergeben sich im technologieoffenen Szenario Evolution kumulierte Einsparungen in Höhe von 138,8 Mrd. Euro. Dies entspricht einer jährlichen Ersparnis in Höhe von 4,2 Mrd. Euro. Diese Kosteneinsparungen ergeben sich, da das 95 % CO₂-Ziel in den hier betrachteten Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie (ohne Prozessemissionen) und Verkehr durch die vermehrte Nutzung von synthetischen Brennstoffen günstiger erreicht werden kann, als durch eine Elektrifizierung des Gebäude- sowie Industriesektors. In Abbildung 43 sind die Kostendifferenzen nach Kostenart in Form eines Wasserfall-Diagramms dargestellt. Es ist ersichtlich, dass Einsparungen im Szenario Evolution insbesondere aus geringeren Kapitalkosten resultieren. Außerdem stehen den Mehrkosten des Szenarios Evolution durch höhere Power-to-X-Importe deutliche Einsparungen bei Stromimporten gegenüber.

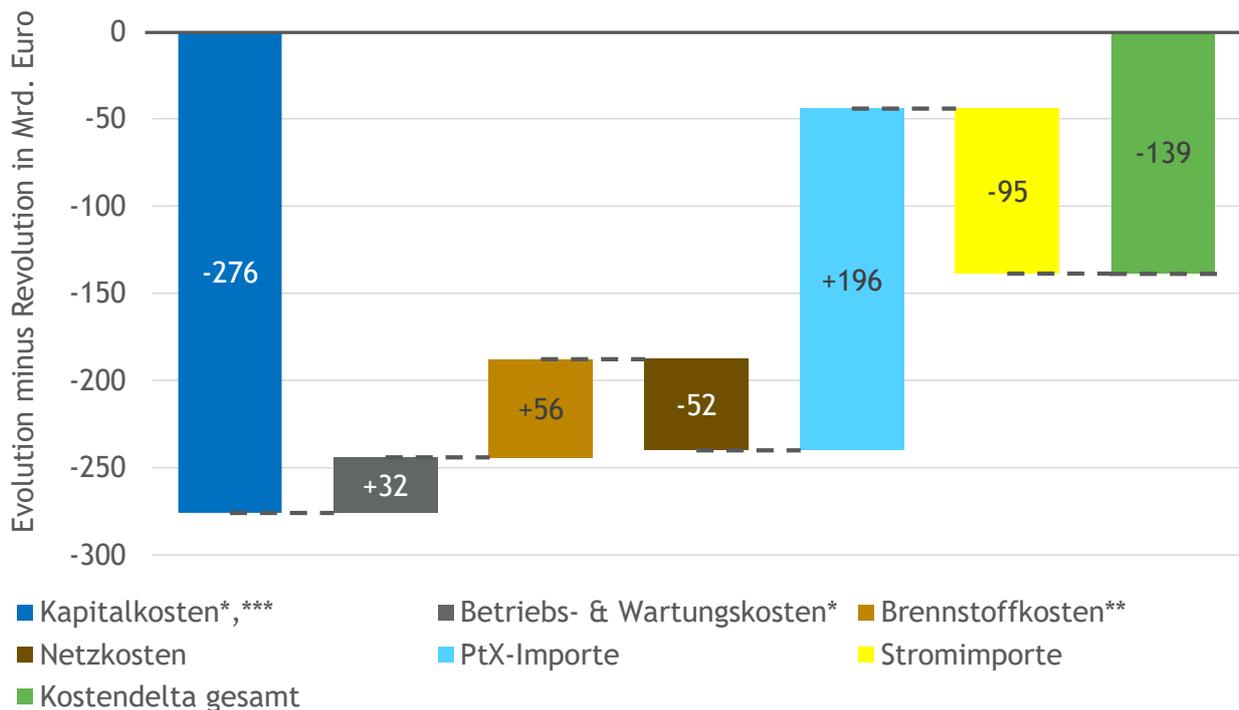


ABBILDUNG 43: KUMULIERTE KOSTENDIFFERENZEN ZWISCHEN DEN SZENARIEN EVOLUTION UND REVOLUTION VON 2017 BIS 2050¹⁶

¹⁶ * Kapital- sowie Betriebs- und Wartungskosten für Kraftwerke, Power-to-X-Anlagen, EE-Anlagen, Gebäudedämmung und Heizungen.
 ** Kosten für konventionelle und biogene Brennstoffe. ***Kapitalkosten durch Annuisierung der Investitionskosten.

3.7 Rückwirkungen für Gasverteil- und Wärmenetze

3.7.1 Gasverteilnetze

2017 BIS 2030

Analog zum Szenario Revolution sind in den Abbildungen 44 und 45 die Entwicklungen von Gasnachfrage, Gasnetzkosten und Netzentgelten im Szenario Evolution dargestellt. Im Gegensatz zum Szenario Revolution steigt die Gasnachfrage zwischen 2017 und 2030 im Szenario Evolution in dem durch Haushalte dominierten „Netz H“ um 6,6 % auf 1.066 GWh an. Dies ist dadurch begründet, dass in diesem Szenario eine Vielzahl von Ölheizungen durch Gasheizungen ersetzt wird. Darüber hinaus steigen die Kosten aufgrund der höheren Nachfrage im Beispielnetz etwas stärker an als im Szenario Revolution (von 9,5 Mio. Euro in 2017 auf 10,3 Mio. Euro in 2030). Diese Entwicklungen führen dazu, dass die Netzentgelte konstant bleiben und ein wirtschaftlicher Betrieb der Gasnetze gesichert ist. Im „Netz I“ kommt es hingegen zu einem Rückgang der Nachfrage um 8,8 %. Dies ergibt sich aus einer gesteigerten Effizienz der Industrie. Der Rückgang der Nachfrage ist jedoch nur etwa halb so stark wie im Szenario Revolution. Darüber hinaus steigen die Kosten mit einem Anstieg auf 8,2 Mio. Euro etwas stärker an als im Szenario Revolution. Insgesamt führt dies zu einem im Vergleich zum Szenario Revolution moderaten Anstieg der Netzentgelte um 15 %. Da der Anstieg moderat ist und Industriekunden ihren Energieträger oft nur durch teure Investitionen wechseln können, werden vermutlich nur sehr wenige Kunden Gas durch einen anderen Energieträger substituieren. Der wirtschaftliche Betrieb ist unter diesen Bedingungen auch in einem durch Industrie dominierten Netz sichergestellt.

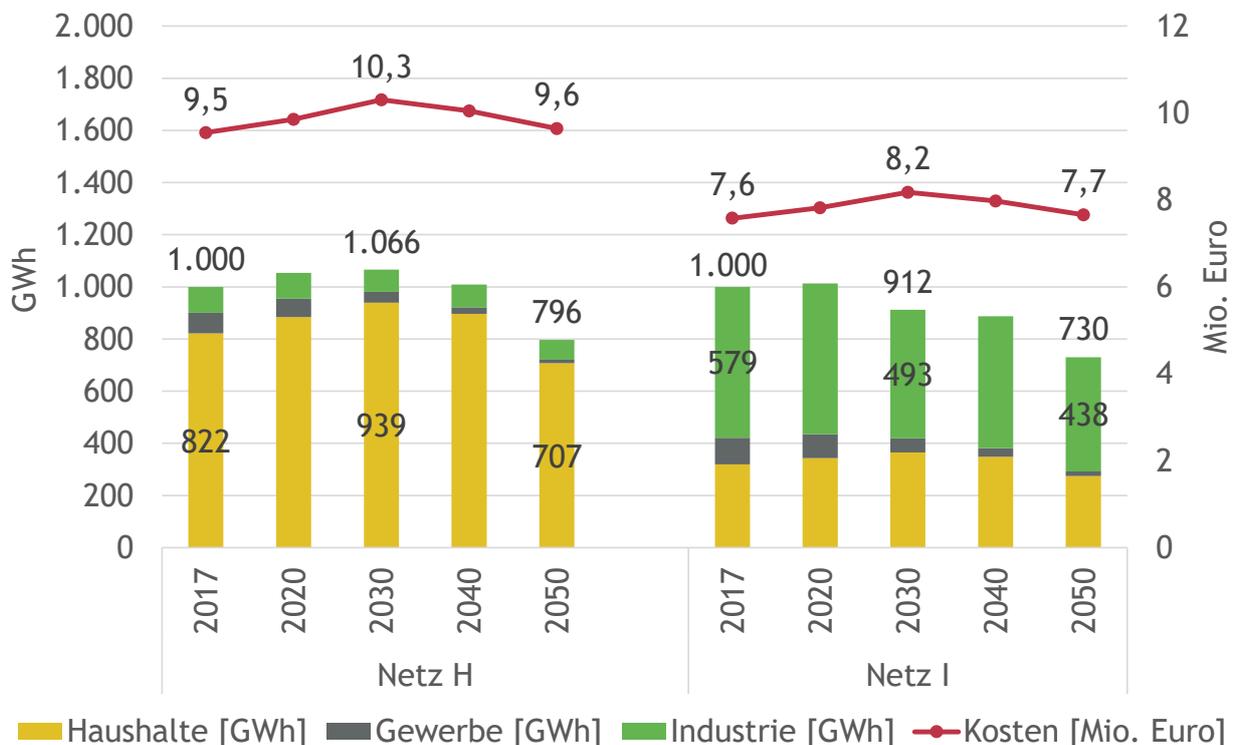


ABBILDUNG 44: NACHFRAGE- UND KOSTENENTWICKLUNG IN DEN BEISPIELNETZEN IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Zwischen 2030 und 2050 sinken die Gasmengen im Szenario Evolution in beiden Netzen. Im „Netz H“ sinken sie gegenüber 2030 um 25 % auf 796 GWh und im „Netz I“ um 20 % auf 730 GWh. Im Vergleich zu 2017 kommt es zu einem Rückgang um 21 % bzw. 27 %. Zudem sind die Kosten der beiden Netze zu diesem Zeitpunkt lediglich 1 % höher als zum gegenwärtigen Zeitpunkt (2017). Dies führt dazu, dass die kostendeckenden Netzentgelte im durch Haushalte geprägten „Netz H“ rund 25 % höher liegen als in 2017 und 2030. Für Haushaltskunden liegen die Netzentgelte bei knapp 1,3 ct/kWh in 2050. Im Vergleich zum Szenario Revolution, in dem Netzentgelte so stark steigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Netze vermutlich nicht möglich ist, ergeben sich deutlich niedrigere Netzentgelte. Die Netzentgelte in 2050 liegen im Szenario Evolution um 64 % bzw. für Haushalte um 2,3 ct/kWh unterhalb der Netzentgelte im Szenario Revolution. Zu vielen Umstellungen des Heizsystems von Gasheizung auf Wärmepumpe durch Haushalte kommt es aufgrund der moderaten Steigerung der Entgelte vermutlich nicht. Diese Einschätzung wird durch Berechnungen in DIMENSION+, in denen die Netzentgelte für Heizungen endogene Größen darstellten, bestätigt. Im durch Industrieunternehmen dominierte „Netz I“ steigen die Entgelte im Vergleich zu 2030 um 20 % und im Vergleich zu 2017 um 38 %. Dieser Anstieg ist deutlich geringer als im Szenario Revolution, indem sich die Netzentgelte mehr als verdoppeln. Während der wirtschaftliche Betrieb im Szenario Revolution in einem durch Industrie geprägten Netz gefährdet ist, ist dieser im Szenario Evolution vermutlich möglich.

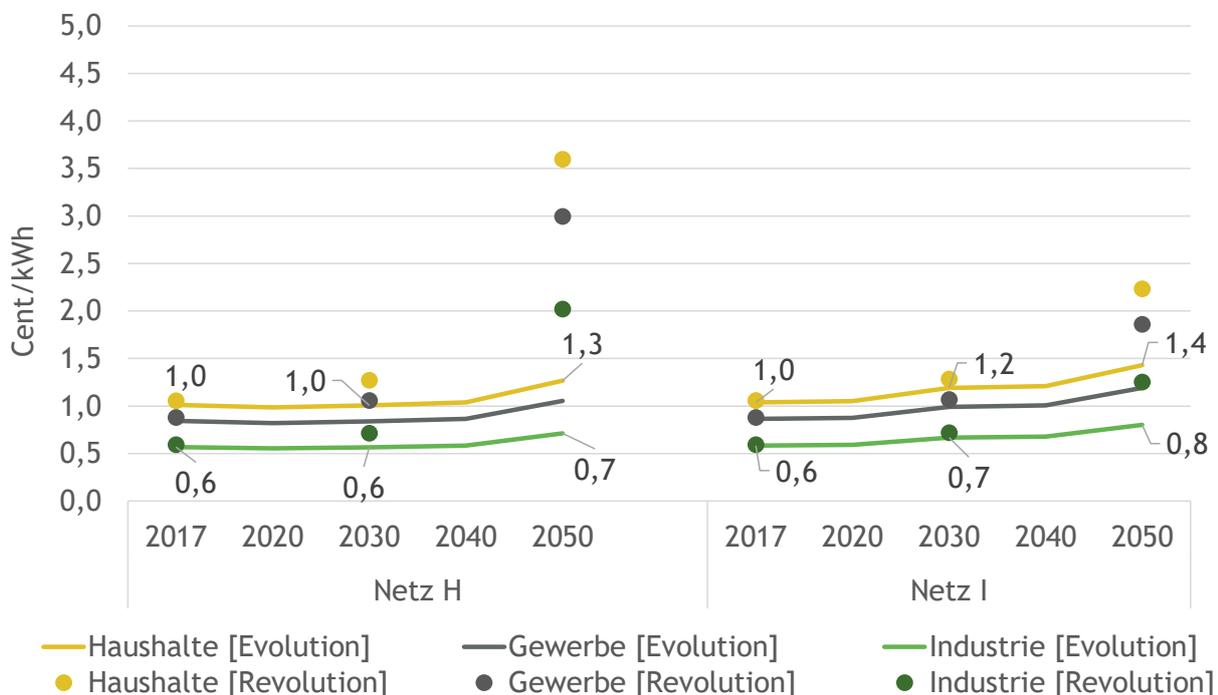


ABBILDUNG 45: NETZENTGELTENTWICKLUNG IN DEN BEISPIELNETZEN IM SZENARIO EVOLUTION UND VERGLEICH MIT SZENARIO REVOLUTION

3.7.2 Wärmenetze

2017 BIS 2030

Wie auch für das Szenario Revolution sind in Abbildung 46 die Nachfrage,- Kosten und Einnahmentwicklung von Wärmenetzen im Szenario Evolution abgebildet. Während die Nachfrage nach Fern- bzw. Nahwärme im Szenario Revolution zwischen 2017 und 2030 um 21 % sinkt, steigt die Nachfrage im Szenario Evolution in diesem Zeitraum um 14 %. Unterstellt man gleichbleibende Preise ergibt sich dieser Unterschied auch für die Erlöse. Da ein Großteil des Nachfrageanstiegs durch Verdichtungen des Netzes erreicht wird, steigen die Kosten nur unwesentlich an. Hierdurch ergibt sich für den Betreiber des Beispielnetzes ein Anstieg des Gewinns um 0,6 Mio. Euro, während es im Szenario Revolution im selben Beispielnetz und Zeitraum zu einem Gewinnrückgang in Höhe von 0,8 Mio. Euro kommt. Die Wirtschaftlichkeit des Beispielnetzes ist im Szenario Evolution nicht in Gefahr, während die Situation im Szenario Revolution für Wärmenetzbetreiber kritischer ist.

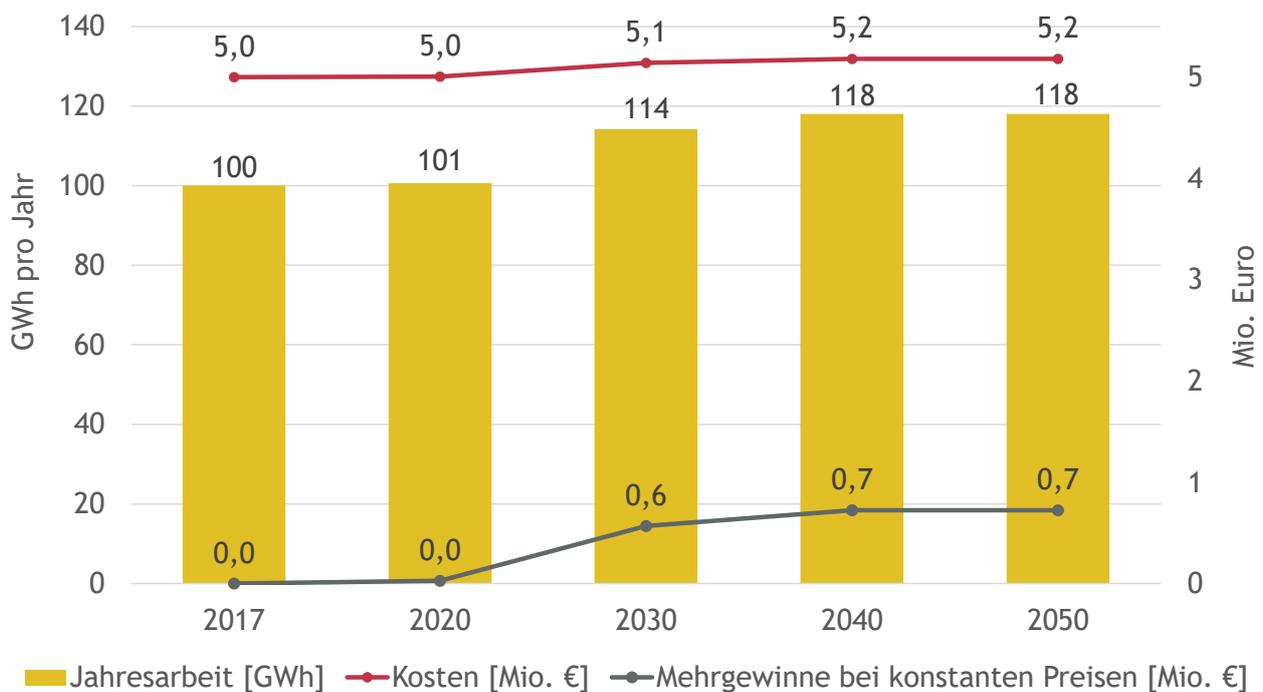


ABBILDUNG 46: NACHFRAGE-, UND KOSTEN- UND EINNAHMENENTWICKLUNG IN WÄRME-BEISPIELNETZEN IM SZENARIO EVOLUTION

2030 BIS 2050

Von 2030 bis 2050 steigt die Nachfrage um weitere 3 % an. Gegenüber 2017 ergibt sich eine Steigerung um 18 %. Dieser Anstieg steht im Gegensatz zur Entwicklung im Szenario Revolution, indem es gegenüber 2017 zu einem Rückgang um 50 % kommt. Bei gleichbleibenden Preisen spiegelt sich dieser Kontrast in gleichem Maße in den Erlösen wider. Die Kosten sind im Szenario Evolution nur geringfügig höher, da der größte Teil der bestehenden Kosten Fixkosten darstellen und Nachfragesteigerungen durch Verdichtungen der Netze nur zu geringen Mehrkosten führen.

Dies führt dazu, dass die Gewinne des Netzbetreibers im Szenario Evolution geringfügig steigen (+0,1 Mio. Euro gegenüber 2030 und +0,7 Mio. Euro gegenüber 2017), während sie im Szenario Revolution massiv fallen (-0,7 Mio. Euro gegenüber 2030 und -2 Mio. Euro gegenüber 2017). Während im Szenario Revolution ein wirtschaftlicher Betrieb von Wärmenetzen in 2050 sehr unwahrscheinlich ist, kommt es im Szenario Evolution bis 2050 zu einem deutlichen Anstieg der Gewinne. Darüber hinaus ergeben sich Spielräume für Netzbetreiber einen Teil der sinkenden Kosten pro kWh an ihre Kunden weiterzugeben.

4 ANALYSE UNSICHERER TECHNOLOGIEENTWICKLUNG 2030 BIS 2050

Im Zeitraum bis 2050 ergibt sich eine Vielzahl von Unsicherheiten, z. B. über die technologische Entwicklung, die keine starre Planung des Energiesystems von heute bis 2050 zulassen. Aus diesem Grund wird in diese Untersuchung eine vereinfachte Analyse über mögliche technologische Unsicherheiten einbezogen. In dieser Studie werden dazu für die beiden Hauptszenarien Revolution und Evolution jeweils zwei Unterszenarien aufgestellt. Eine schematische Abbildung der Szenarien und Unterszenarien findet sich in Abbildung 47. In den vorigen Kapiteln wurde ausführlich auf eine durchschnittliche, erwartete Entwicklung abgestellt. Im Folgenden soll nun untersucht werden, welche Auswirkungen auf die Ergebnisse 1) ein Technologieschub im Bereich von strombasierten Technologien (z. B. Wärmepumpe) oder 2) ein Technologieschub von Power-to-X-Technologien (z. B. Elektrolyse) hat. Dazu wird angenommen, dass die untersuchten Technologien für den aus heutiger Sicht schwierig zu prognostizierenden Zeitraum 2030 und 2050 stärkeren Kostendegressionen unterliegen und so einen Vorteil gegenüber der anderen Technologiegruppe haben.

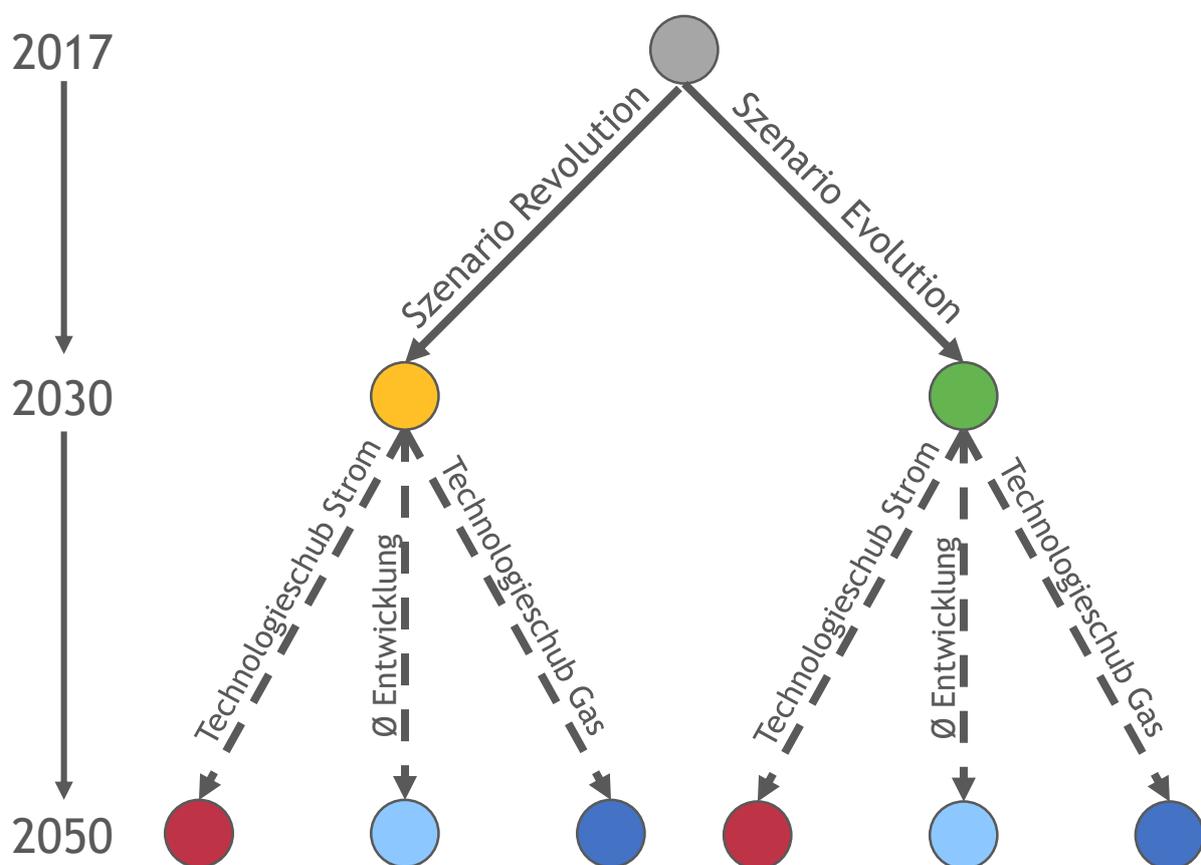


ABBILDUNG 47: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER SZENARIEN

Mit diesem Vorgehen soll die Unsicherheitsanalyse eine Antwort auf die Frage finden, ob durch eine heute getroffene Festlegung auf ein bestimmtes Szenario Evolution oder Revolution ein ökonomischer Vorteil erzielt werden kann oder ob die vorzeitige Festlegung auf eine Strategie nachteilig ist, d. h. ob die entstehenden Pfadabhängigkeiten notwendig oder hinderlich für eine kosteneffiziente Treibhausgasmindeung sind. Um die möglichen Pfadabhängigkeiten modellhaft darzustellen werden die Ergebnisse der Hauptszenarien Evolution und Revolution jeweils bis 2030 fixiert und dann für den Zeitraum 2030 bis 2050 mit den unsicheren Entwicklungen, d. h. den Unterszenarien gerechnet.

Im Konkreten bedeutet dies: Bis 2030 verhalten sich auch die Unterszenarien wie die Hauptszenarien Revolution und Evolution. Die Entscheidungen, die bis 2030 getroffen werden, können also nicht revidiert werden. Dadurch wird berücksichtigt, dass evtl. vor 2030 Entscheidungen getroffen werden, die dann nach 2030 bestimmte Lösungen ausschließen, weil diese nicht mehr erreicht werden können (Lock-In-Effekt). Auf diese Weise wird also untersucht, inwiefern beispielsweise das Szenario Revolution dazu dienen kann, frühzeitig Lock-In-Effekte zu vermeiden. Weiterhin soll näher beleuchtet werden, inwiefern das Szenario Evolution durch seine technologieoffene Ausgestaltung mehr Optionen auch in der Zukunft offenhält und so unter Unsicherheit der verwendeten Parameter eine robuste Lösung liefert.

4.1 Treibhausgasmindeung 2030 bis 2050 unter Unsicherheit

Im Folgenden werden die beiden Szenariovarianten Technologieschub Strom und Technologieschub Gas beschrieben und in ihrer konkreten Parameterausgestaltung dargestellt. Die beiden Szenariovarianten werden jeweils mit den Hauptszenarien Revolution und Evolution kombiniert, wobei die Investitionsentscheidungen bis 2030 fixiert werden.

4.1.1 Technologieschub Strom

In der Szenariovariante Technologieschub Strom wird unterstellt, dass strombasierte Technologien eine steilere Lernkurve und Kostendegression erfahren als gasbasierte Technologien. So werden insbesondere Wärmepumpen und Wärmespeicher verhältnismäßig günstiger als in der unterstellten Entwicklung in den Hauptszenarien Revolution und Evolution.

In Abbildung 48 wird die Entwicklung der Investitionskosten für eine Luftwärmepumpe dargestellt. Zwischen 2030 und 2040 sind in der Szenariovariante Technologieschub Strom die Investitionskosten für die Luftwärmepumpe 15 % geringer als in der durchschnittlichen Entwicklung. Zwischen 2040 und 2050 beträgt der Kostenunterschied 20 %.

Analog wird in dieser Variante angenommen, dass auch die Investitionskosten für andere strombasierte Technologien wie Solewärmepumpen und Wärmespeicher einen stärkeren Technologieschub gegenüber gasbasierten Technologien ausbauen können. Eine detailliertere Beschreibung der Unterschiede zwischen den Parameterannahmen in den Szenariovarianten Technologieschub Strom und Hauptszenarien sowie die genutzte Quellen sind in Anhang 3 dargelegt.

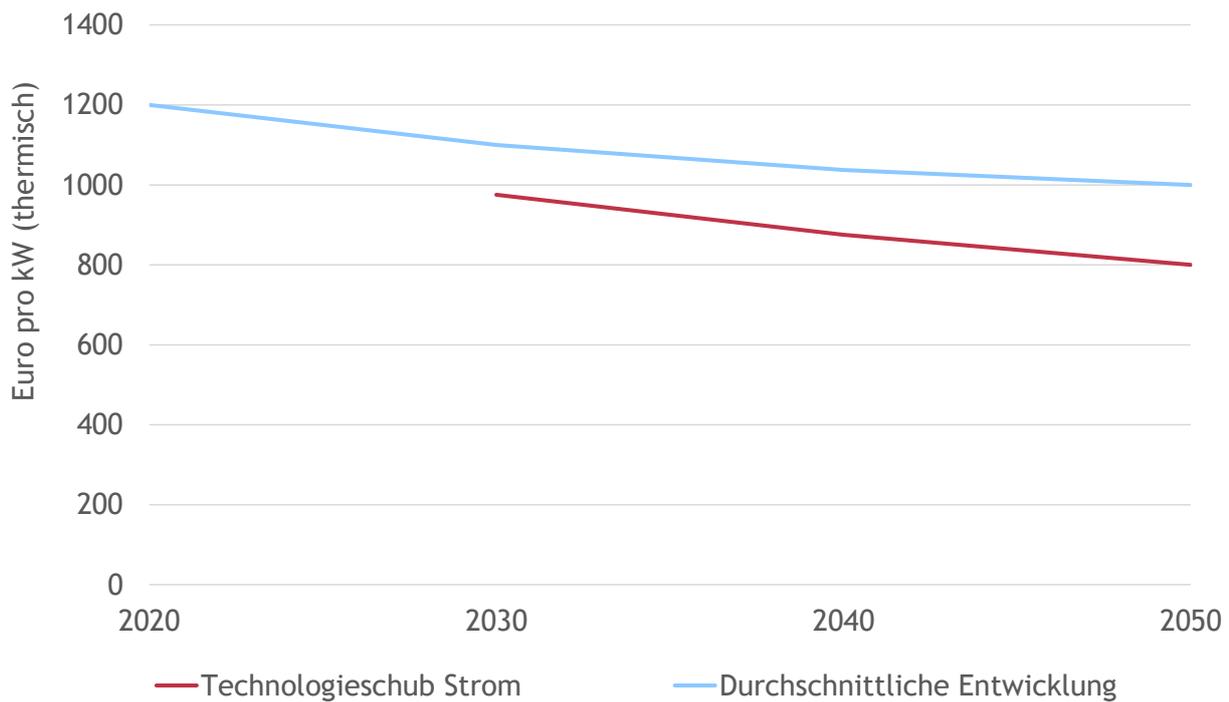


ABBILDUNG 48: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN EINER LUFTWÄRMEPUMPE IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB STROM

4.1.2 Technologieschub Gas

In der Szenariovariante Technologieschub Gas wird unterstellt, dass gasbasierte Technologien eine stärkere Lernkurve und Kostendegression erfahren, als in den Hauptszenarien Revolution und Evolution angenommen.

Konkret wird unterstellt, dass die Investitionskosten zur Herstellung von synthetischen Brennstoffen geringer ausfallen: die Investitionskosten für Elektrolyseure liegen bei Technologieschub Gas zwischen 2030 und 2040 knapp 40 % unter der durchschnittlichen Entwicklung, zwischen 2040 und 2050 dann etwa 50 %. Die Importkosten von synthetischen Brennstoffen von außerhalb der EU fallen deswegen ebenfalls und liegen etwa 25 % unter denen der durchschnittlichen Entwicklung. Die Unterschiede zwischen der durchschnittlichen Entwicklung und dem Technologieschub Gas für den Fall von Elektrolyseuren sind in Abbildung 49 dargestellt. Eine detailliertere Beschreibung der Unterschiede zwischen den Parameterannahmen in den Szenariovarianten Technologieschub Gas und Hauptszenarien sowie die genutzte Quellen sind in Anhang 3 dargelegt.

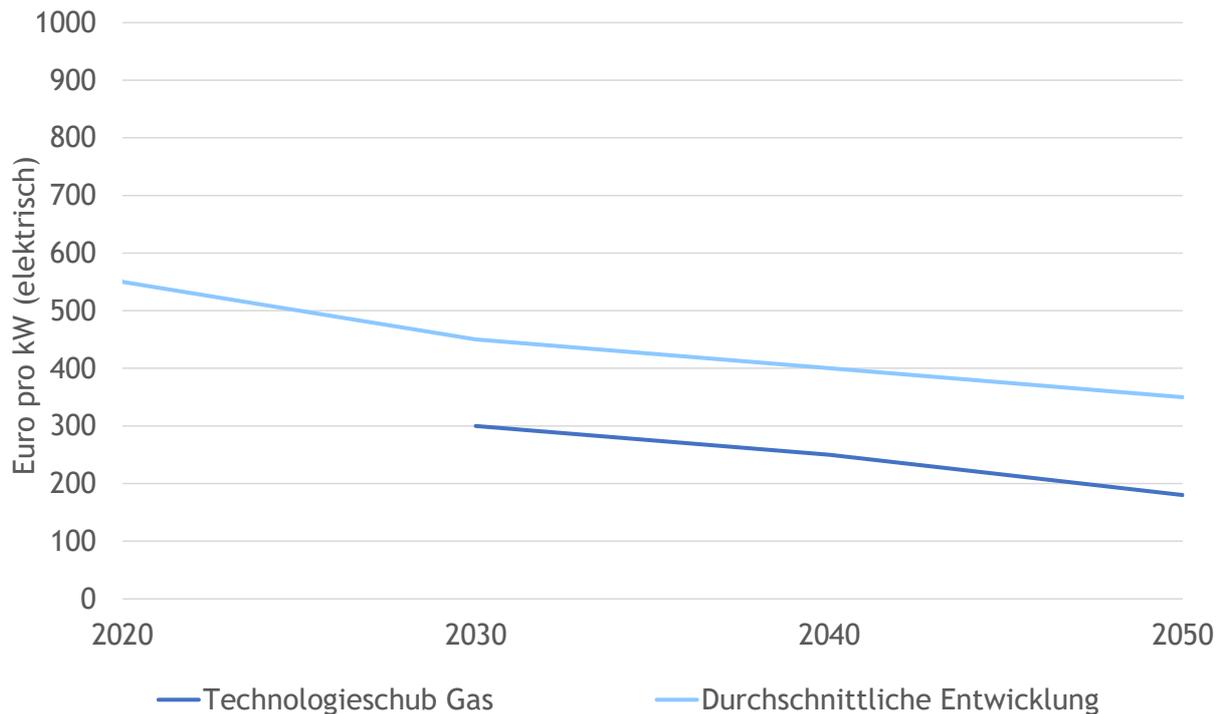


ABBILDUNG 49: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN EINES ELEKTROLYSEURS IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB GAS

4.2 Integrierte Analyse der Varianten unter Unsicherheit

4.2.1 Technologieschub Strom

Es fällt auf, dass der Technologieschub von strombasierten Technologien im Szenario Evolution zu einem „Systemwechsel“ führt. Obwohl bis 2030 Gasheizungen die dominante Technologie im Gebäudewärmebereich sind, wechselt das System ab 2030 verstärkt zu elektrischen Wärmepumpen, da diese durch die stärkere Kostendegression nun in zahlreichen Gebäuden vorteilhaft sind.

In Abbildung 50 ist die Anzahl der installierten Heizungstechnologien im Jahr 2050 in den Hauptszenarien Revolution und Evolution dargestellt. Rechts sind beide Szenarien mit Technologieschub Strom abgebildet. So führt der Technologieschub von strombasierten Technologien im Evolutionsszenario zu einem Einbau von zusätzlichen drei Mio. Wärmepumpen anstelle von Gas- und Ölheizungen.

Auch wenn im Evolutionsszenario erst nach 2030 verstärkt Wärmepumpentechnologien eingebaut werden, kann der Technologiebestand bis 2050 noch stark beeinflusst werden. Unter Berücksichtigung der Lebensdauer von Heizungen von etwa 20 Jahren ist die durchschnittliche Austauschrate von 4 % der Heizungen pro Jahr plausibel auch ohne stärkere ordnungsrechtliche Vorgaben.

Im Revolutionsszenario kann der Bestand an Heiztechnologien nicht so stark auf die Kostendegression reagieren, da bereits eine sehr hohe Marktdurchdringung von Wärmepumpen

vorgegeben ist. Trotzdem werden durch die gesunkenen Kosten bis 2050 jedoch etwa 1,3 Mio. Wärmepumpen mehr installiert.

Im Vergleich zum Revolutionsszenario werden im Evolutionsszenario zwar bis 2050 knapp sechs Mio. Wärmepumpen weniger eingebaut, die Klimaziele werden jedoch trotzdem erreicht, da beispielsweise synthetische Kraftstoffe eingesetzt werden.

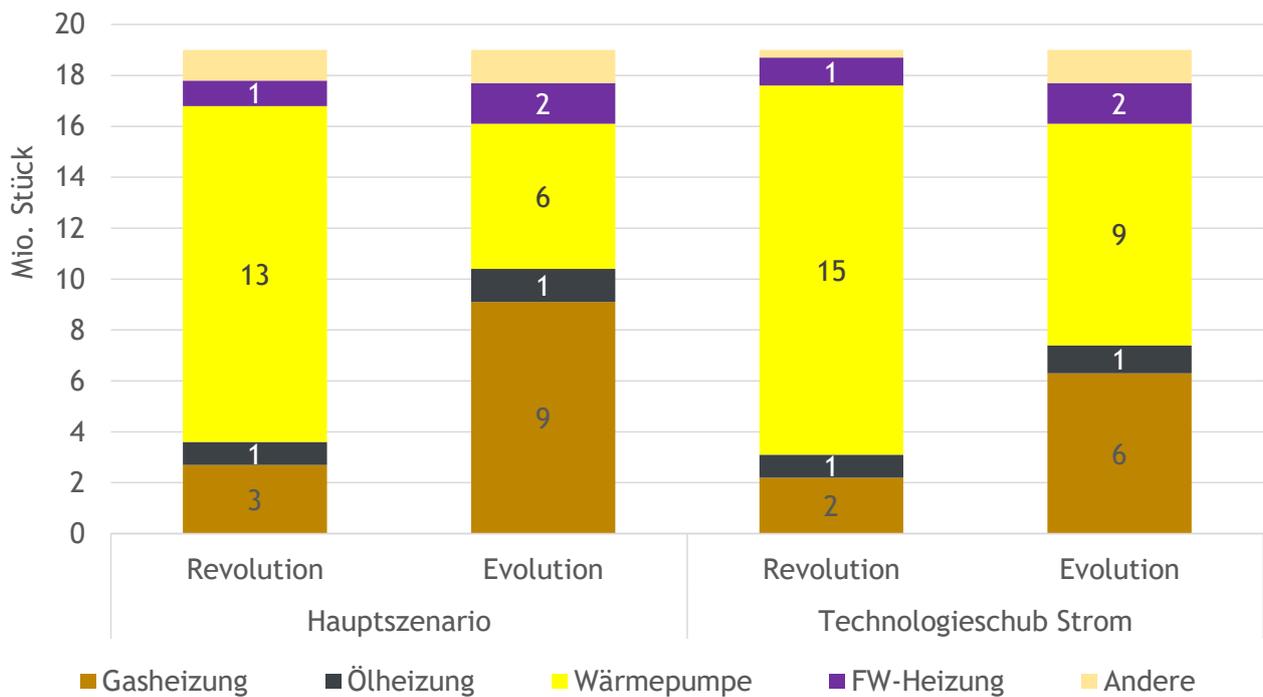


ABBILDUNG 50: INSTALLIERTE HEIZUNGSTECHNOLOGIEN IM JAHR 2050 IN DEN HAUPTSZENARIEN REVOLUTION UND EVOLUTION UND MIT TECHNOLOGIESCHUB STROM

Die geringeren Investitionskosten für strombasierte Technologien haben neben mehr installierten Wärmepumpen auch Rückwirkungen auf den Einsatz von synthetischen Brennstoffen. Abbildung 51 zeigt den Einsatz von synthetischen Brennstoffen im Jahr 2050 nach Sektoren. In beiden Szenarien werden mit Technologieschub Strom etwa 5 % weniger synthetische Brennstoffe nachgefragt als im Hauptszenario. Im Evolutionsszenario ist zu beobachten, dass im Vergleich zum Hauptszenario insbesondere die Mengen in den Sektoren Verkehr und Energiewirtschaft sinken.

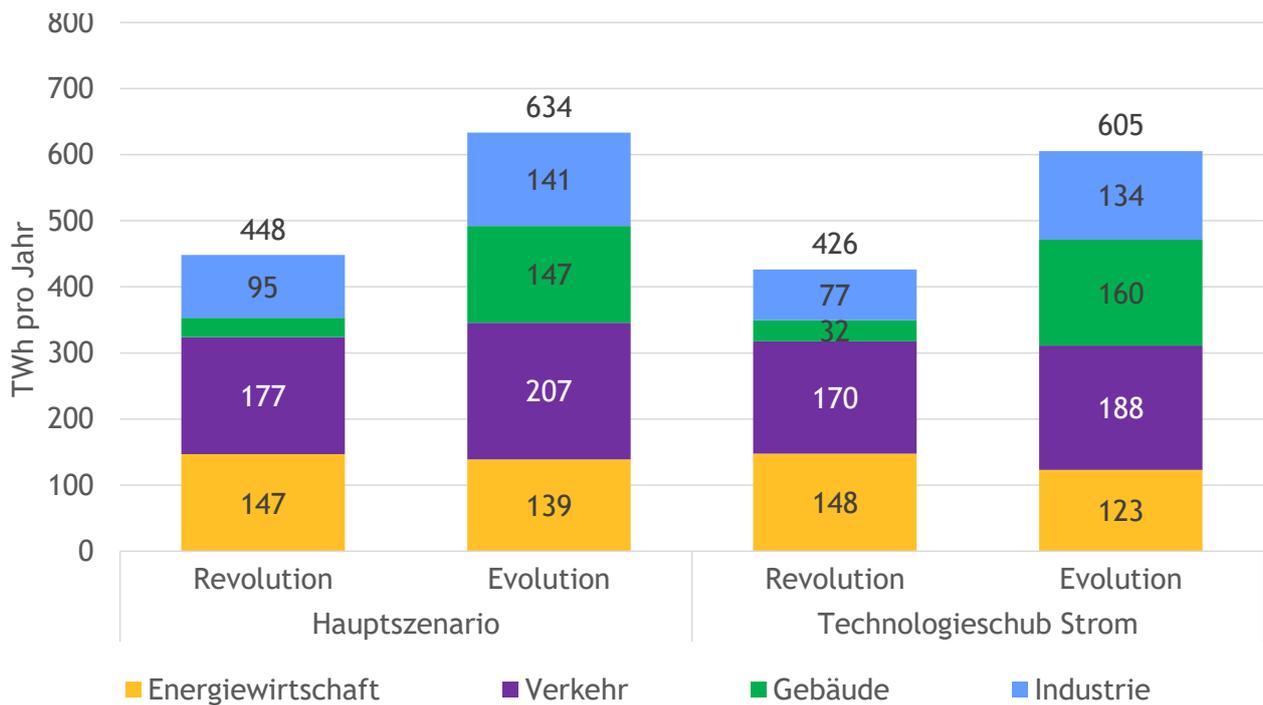


ABBILDUNG 51: EINSATZ VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN IM JAHR 2050 NACH SEKTOR IN DEN HAUPTSZENARIOEN REVOLUTION UND EVOLUTION UND MIT TECHNOLOGIESCHUB STROM

Da in beiden Szenarien Revolution und Evolution die Investitionskosten für strombasierte Technologien geringer ausfallen, sinken auch in beiden Fällen die Gesamtkosten. In Abbildung 52 ist die Kostendifferenz zwischen Szenario Revolution und Evolution dargestellt. Bis 2030 ist das Szenario Evolution um etwa 24 Mrd. Euro günstiger im Vergleich zum Szenario Revolution. Im Zeitraum zwischen 2030 und 2050 spart das Evolutionsszenario weitere 115 Mrd. Euro. Wenn sich der Technologieschub Strom realisiert sinkt dieser Kostenvorteil zwischen 2030 und 2050 auf 106 Mrd. Euro ab, da auch im technologieoffenen Szenario insbesondere im endogen modellierten Gebäudewärmesektor verstärkt elektrische Wärmeanwendungen zum Einsatz kommen. Dadurch sinkt die Kostendifferenz zwischen den Szenarien Revolution und Evolution insbesondere im Bereich Kapital- und Netzkosten.

Damit das Revolutionsszenario günstiger als das Evolutionsszenario wird, wären also noch wesentlich stärkere Kostendegressionen im Bereich von strombasierten Technologien notwendig. Das Evolutionsszenario ermöglicht auch einen späten Umstieg auf strombasierte Technologien, wenn diese vorteilhaft werden. Gleichzeitig lassen sich jedoch auf dem evolutionären Pfad bis 2030 Kosten sparen.

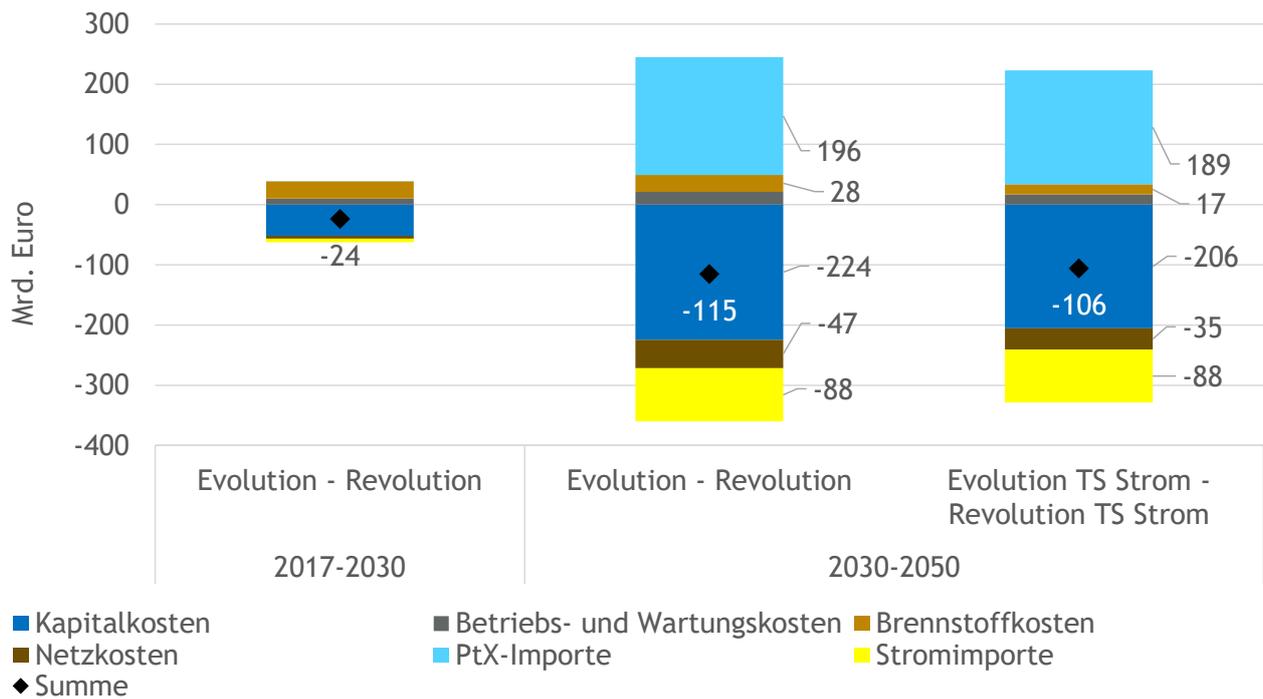


ABBILDUNG 52: KUMULIERTES GESAMTKOSTENDELTA DER HAUPTSZENARIOEN IM VERGLEICH ZU TECHNOLOGIESCHUB STROM

4.2.2 Technologieschub Gas

Im Fall eines Technologieschubs von gasbasierten Technologien und insbesondere Technologien zur Herstellung von synthetischen Brennstoffen kann das Evolutionsszenario diese Vorteile in Gänze ausnutzen. Im Revolutionsszenario wirken sich die durch den Technologieschub gesunkenen Kosten von Power-to-X-Technologien zwar auch positiv aus. Jedoch ist der Vorteil kleiner, da insbesondere die Wärmeerzeugung in Wohngebäuden sehr strikt an elektrische Wärmeanwendungen gebunden ist.

In Abbildung 53 sind die installierten Heizungstechnologien in den Hauptszenarien und mit Technologieschub Gas im Jahr 2050 dargestellt. Es zeigt sich, dass im Szenario Evolution mit Technologieschub Gas im Jahr 2050 keine strombasierten Wärmetechnologien eingesetzt werden, sondern Gas- und Öl-Technologien den Markt beherrschen. Dieses Szenario erreicht trotzdem die Klimaziele, da die Gas- und Öl-Heizungen vollumfänglich mit synthetischen, klimaneutralen Brennstoffen betrieben werden. Im Vergleich zum Szenario Evolution mit durchschnittlicher Entwicklung fällt besonders auf, dass hier in 2050 Gas- und Ölheizungen anstelle von etwa sechs Mio. Wärmepumpen installiert werden. Das Evolutionsszenario ermöglicht definitionsgemäß genau diese Reaktion auf erst spät auftretende Signale wie beispielsweise, dass die Kosten synthetischer Brennstoffe geringer sind als aus heutiger Sicht erwartet.

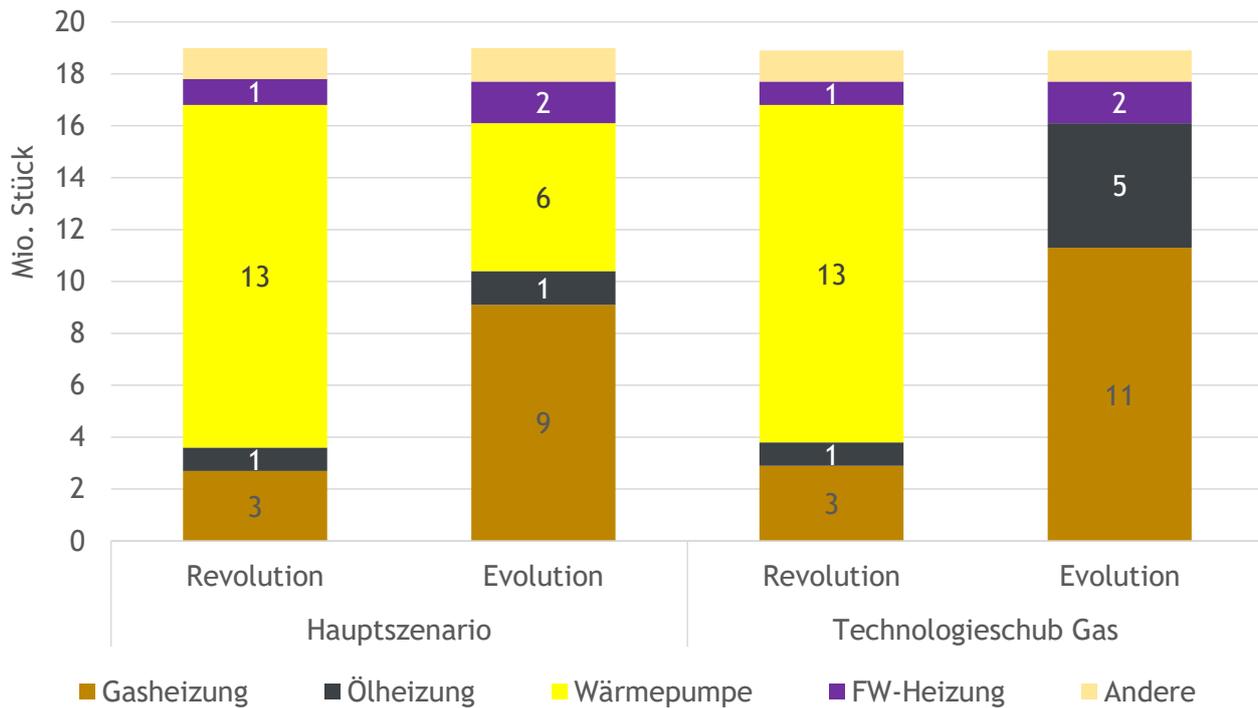


ABBILDUNG 53: INSTALLIERTE HEIZUNGSTECHNOLOGIEN IM JAHR 2050 IN DEN HAUPTSZENARIOEN REVOLUTION UND EVOLUTION UND MIT TECHNOLOGIESCHUB GAS

Der Einsatz von Power-to-X-Brennstoffen steigt in beiden Szenarien, wenn sich der Technologieschub Gas realisiert. Abbildung 54 zeigt den Einsatz von synthetischen Brennstoffen in den verschiedenen Sektoren. Im Revolutionsszenario steigt der aggregierte Power-to-X-Einsatz im Jahr 2050 um 122 TWh wenn sich der Technologieschub Gas realisiert. Im Szenario Evolution hingegen beträgt dieser Anstieg 138 TWh, obwohl in diesem Szenario bereits deutlich mehr synthetische Brennstoffe eingesetzt werden.

Durch die technologieoffene und sektorenübergreifende Optimierung gelingt es im Szenario Evolution, dass das verhältnismäßig günstige Power-to-X in vielen Verbrauchssektoren noch stärker eingesetzt werden kann und die Klimaziele zu erreichen. Insbesondere werden auch andere Investitionsentscheidungen im Gebäudewärmebereich getroffen.

Im Revolutionsszenario werden die verhältnismäßig günstigen synthetischen Brennstoffe im Jahr 2050 unter Technologieschub Gas vor allem in der Energiewirtschaft zur Rückverstromung eingesetzt. Inwieweit dies sinnvoll ist im Vergleich zu einem direkten Einsatz in den Endenergieverbrauchssektoren hängt maßgeblich von den erreichbaren Wirkungsgraden der Gaskraftwerke ab.

Auch im Unterszenario Technologieschub Gas liegen die Gesamtkosten beider Szenarien unter denen der durchschnittlichen Entwicklung der Hauptszenarien. Dies lässt sich auf die niedrigeren Kostenannahmen zurückführen.

Außerdem wächst der Kostenunterschied zwischen dem Szenario Evolution und Revolution auf kumulierte 192 Mrd. Euro im Gesamtzeitraum 2017 bis 2050 an. Durch die verpflichtende Elektrifizierung im Wärmemarkt im Szenario Revolution, kann das Szenario Revolution nicht in

gleichem Maße an den sinkenden Kosten für synthetische Brennstoffe teilhaben. Im technologieoffenen Szenario Evolution kann das Optimierungsmodell bei niedrigeren Kosten für synthetische Brennstoffe jedoch auch die Anwendungstechnologien in den Endverbrauchssektoren entsprechend anpassen.

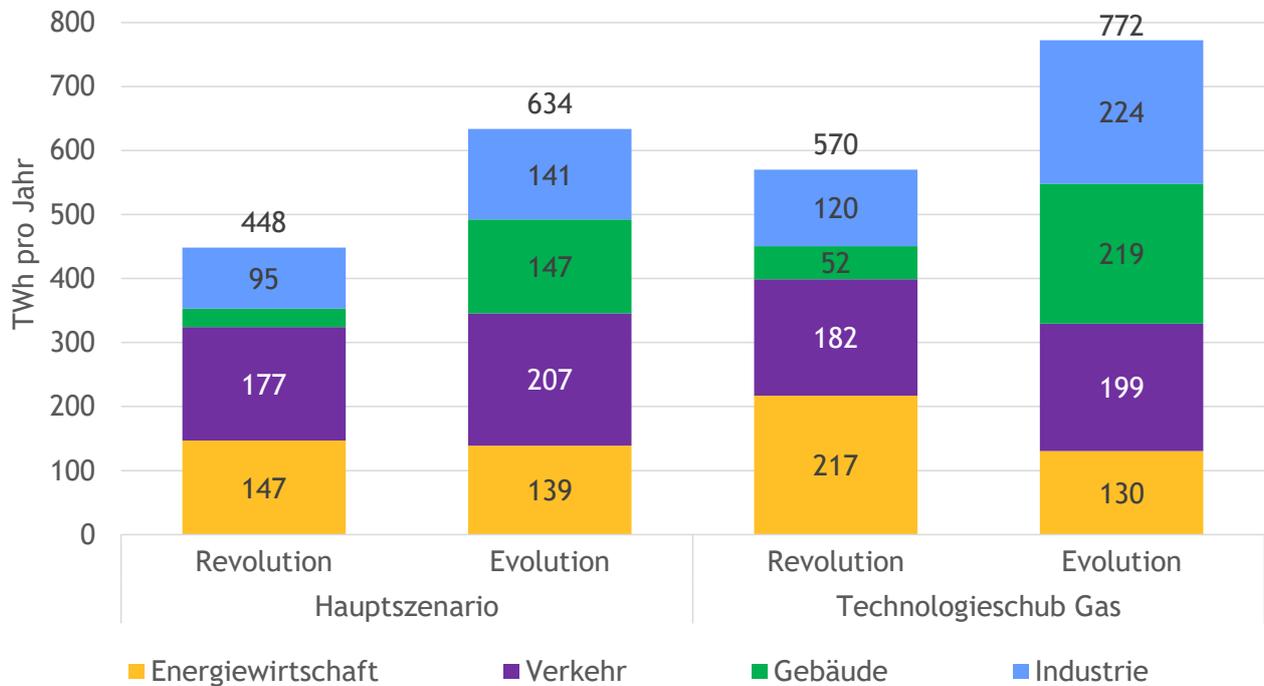


ABBILDUNG 54: EINSATZ VON SYNTHETISCHEN BRENNSTOFFEN IM JAHR 2050 NACH SEKTOR IN DEN HAUPTSZENARIOEN REVOLUTION UND EVOLUTION UND MIT TECHNOLOGIESCHUB GAS

Abbildung 55 zeigt die kumulierten Differenzen in den Gesamtkosten zwischen den Szenarien Revolution und Evolution im Hauptszenario und mit Technologieschub Gas. Insbesondere durch ein größeres Kostendelta bei Kapitalkosten, Netzkosten und Kosten für Power-to-X-Importe kann der Kostenvorteil des Szenarios Evolution gegenüber dem Szenario Revolution im Technologieschub Gas vergrößert werden. Bei den Betriebskosten, Brennstoffkosten und Kosten für Stromimporte hingegen verliert das Evolutionsszenario mit Technologieschub Gas im Vergleich zum Hauptszenario auf das Szenario Revolution. Insgesamt kann jedoch der Kostenvorteil vom Szenario Evolution zum Szenario Revolution um etwa 54 Mrd. Euro gesteigert werden, wenn sich der Technologieschub Gas realisiert.

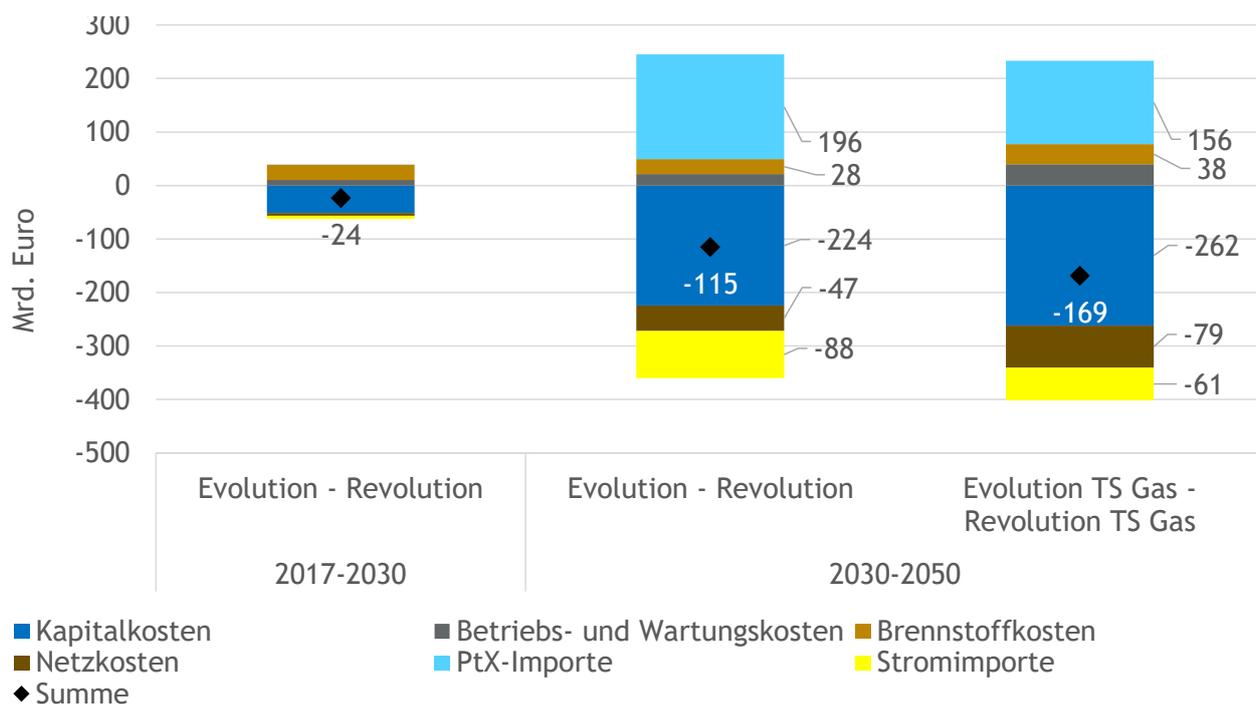


ABBILDUNG 55: KUMULIERTES GESAMTKOSTENDELTA DER HAUPTSZENARIEN IM VERGLEICH ZU TECHNOLOGIESCHUB GAS

5 DER WERT BESTEHENDER NETZINFRASTRUKTUR FÜR EFFIZIENTE CO₂-VERMEIDUNG

Aus den Analysen in den Kapiteln 2, 3 und 4 lässt sich schließen, welchen Wert die bestehende Gas- und Wärminfrastruktur für das effiziente Erreichen der CO₂-Minderungsziele hat:

1. Die bestehenden Gas- und Wärmenetze ermöglichen eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele zwischen heute und 2030.

Gasheizungen und Fern- bzw. Nahwärme (häufig von Gas-KWK gespeist) stellen die günstigste CO₂-Vermeidungsoption im Gebäudesektor dar, wie die optimiert gerechneten Entwicklungen im Szenario Evolution zeigen. Gas- und Wärmenetze ermöglichen die Versorgung mit Endenergie, um diese etablierten Technologien zu nutzen. Da eine Vielzahl von Endverbrauchern durch die bestehenden Gas- und Wärminfrastrukturen ohne bedeutsamen Ausbau derselben versorgt werden können, können die Klimaziele auch mit vergleichbar überschaubaren Veränderungen des Energiesystems erreicht werden. Dagegen würde wie im Szenario Revolution ein politisch forcierter Ausbau von Stromanwendungen, z. B. der Wärmepumpen, noch bedeutsamere Umbrüche etwa im Kraftwerkspark oder dem Gebäudebestand erfordern. Das Szenario Evolution, welches auf den Wert bestehender Infrastrukturen baut, ist über den Zeitraum bis 2030 kumuliert ca. 24 Mrd. Euro günstiger als das Szenario Revolution, wobei identische CO₂-Reduktionen erzielt werden.

2. Die bestehenden Gas- und Wärmenetze ermöglichen eine kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele zwischen 2030 und 2050.

Auch das Ziel einer nahezu vollständigen THG-Minderung der Sektoren Gebäude, Industrie und Energiewirtschaft in 2050 kann mit einer hohen Durchdringung von Gas- und Wärmetechnologien, welche durch die entsprechenden Infrastrukturen versorgt werden, erreicht werden. Dies zeigt das Szenario Evolution. Die Grundvoraussetzung dafür ist allerdings die Herstellung sowie der Import von synthetisch und klimaneutral hergestellten Brennstoffen, welche bis 2050 noch signifikante Kostensenkungen erfahren müssen. Im Szenario Revolution sind allerdings auch bedeutsame Bedarfe an synthetischen Brennstoffen zu erwarten, etwa für die Rückverstromung von synthetischem Gas. Zwar sind diese deutlich geringer als im Szenario Evolution, allerdings trotzdem so groß, dass eine grundsätzliche Verfügbarkeit auch im Szenario Revolution gewährleistet sein muss. Insgesamt ist das Szenario Evolution aufgrund der geringeren zu erwartenden Umbrüche ca. 115 Mrd. Euro (kumuliert von 2030-2050) günstiger als das Szenario Revolution unter den gesetzten Annahmen der Zukunftsentwicklungen der zum Einsatz kommenden Technologien. Dabei sind die CO₂-Reduktionen in beiden Szenarien identisch.

3. Die bestehenden Gas- und Wärmenetze bieten aufgrund der Transport- und Speicherfähigkeit von Energie den Vorteil, dass die Umbrüche im Energiesystem deutlich geringer ausfallen um die immer strengeren CO₂-Ziele zu erreichen.

Die Umbrüche im Energiesystem sind im Szenario Evolution deutlich geringer als im Szenario Revolution. Die rapide Zunahme an Stromanwendungen in der Revolution bedingt einen stärkeren Ausbau an Stromnetzen, an gesicherter Kapazität sowie an EE. Zudem erfordern Wärmepumpen häufig einen größeren Umbau im Gebäude, wie den Einbau von Fußbodenheizungen sowie eine verstärkte Gebäudedämmung. Dagegen sorgt die vergleichsweise einfache Speicher- und Transportfähigkeit von Gas und Warmwasser in den bestehenden Gas- und Wärmenetzen dafür, dass im Szenario Evolution der Ausbau an Stromnetzen, gesicherter Leistung sowie EE geringer ausfallen kann. Auch bei den Endanwendungen können die bewährten Systeme (ggf. modernisiert) grundsätzlich weiterbenutzt werden, wie etwa Gasbrennwertkessel oder Wärmetauscher.

4. Die bestehenden Gas- und Wärmenetze schaffen die Option für eine effiziente CO₂-Vermeidung in einer unsicheren und heute noch entfernten Zukunft ab 2030, schließen aber keine anderen Technologieoptionen ex-ante aus.

Aus heutiger Sicht ist nicht seriös zu beurteilen, ob zu einem späteren Zeitpunkt z. B. nach 2030 strombasierte Technologien in den verschiedenen Endenergieverbrauchssektoren gegenüber gas- oder wärmebasierten Technologien aus volkswirtschaftlicher Sicht auf das Gesamtenergiesystem von Vorteil oder von Nachteil sind. Es gibt zahlreiche Unsicherheiten wie etwa der technologische Fortschritt, veränderliche Energiebedarfe oder gesellschaftliche Trends, die das Energiesystem und damit die Wirtschaftlichkeit von Technologien beeinflussen können, aber heute noch nicht absehbar sind.

Die in Kapitel 4 durchgeführte Analyse von zwei der unendlich vielen möglichen Zukunftsentwicklungen hat zwei Vorteile der bestehenden Infrastrukturen verdeutlicht:

Erstens: Auch ohne einen heute festgelegten Ausbaupfad von strombasierten Technologien, wie im Szenario Revolution angenommen, kann das Energiesystem trotzdem auch später noch auf neue Technologieschübe bei strombasierten Technologien reagieren. D. h. eine technologieoffene Herangehensweise bis 2030 ohne Vorfestlegung z. B. auf Wärmepumpen schließt nicht aus, dass strombasierte Wärmetechnologien bei entsprechenden Technologiefortschritten in den Markt drängen: Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass bei einem entscheidenden Technologieschub von strombasierten Technologien auch im Szenario Evolution mehr Wärmepumpen und Stromanwendungen installiert werden. Durch die vermehrte Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren werden dann konventionelle aber auch synthetische Brennstoffe gespart. Auch ohne technologische Vorfestlegung ist das Evolutionsszenario gegenüber dem Revolutionsszenario auch im Falle eines Technologieschubs bei strombasierten Anwendungen um etwa 129 Mrd. Euro günstiger.

Zweitens: Ein technologieoffener Pfad bis 2030 schafft die Chance, nach 2030 von technologischen Fortschritten bei synthetischen Brennstoffen zu profitieren: Gibt es einen entscheidenden

Technologieschub von gasbasierten Technologien wie beispielsweise Power-to-X-Anlagen, müssen im Evolutionsszenario die Endenergieverbrauchssektoren kaum noch elektrifiziert werden um die Klimaziele zu erreichen. Insbesondere werden im Gebäudebereich Gas- und Ölheizungen anstelle von Wärmepumpen installiert. Dadurch steigt die Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen an, die jedoch dann verhältnismäßig günstig hergestellt werden können. Der Kostenvorteil vom Evolutionsszenario gegenüber dem Revolutionsszenario steigt unter Technologieschub Gas von 139 Mrd. Euro auf 192 Mrd. Euro. Gegebenenfalls fällt der Kostenvorteil vom Evolutionsszenario sogar noch größer aus, wenn im Revolutionsszenario bereits Gasinfrastruktur zurückgebaut wurde und dann noch weniger von günstigen Power-to-X-Brennstoffen profitiert werden kann. Dieses Szenario erscheint nicht unwahrscheinlich, da wie im obigen Abschnitt dargestellt wurde, wird im Revolutionsszenario durch eine Mindestanzahl von Wärmepumpen der Gasverbrauch im Gebäudesektor stark reduziert. Die damit zusammenhängende Unterauslastung der Gasnetze führt zu steigenden Netzentgelten bzw. einem steigenden Fehlbetrag für die Netzbetreiber, sodass ggf. der Rückbau von Gas- oder Wärmenetzen in Erwägung gezogen wird.

5. Die bestehenden Gas- und Wärmenetze tragen zur Energieversorgungssicherheit bei, da sie zusammen mit dem Stromnetz Redundanz und Resilienz schaffen.

Neben dem ökonomischen Vorteil einer effizienten CO₂-Minderung heute und in der Zukunft schaffen Gas- und Wärmenetze einen weiteren Vorteil in Hinblick auf die Versorgungssicherheit mit Energie. Das Vorhandensein paralleler Energieinfrastrukturen wie Strom-, Gas- und Wärmenetzen schafft einen Mehrwert durch Redundanz und Resilienz, d. h. im Fall eines Netzausfalls einzelner Infrastrukturelemente können andere Infrastrukturen mindestens vorübergehend aushelfen.

Die einseitige Fokussierung auf strombasierte Technologien und damit auf den Energietransport einzig über Stromnetze schafft eine große Abhängigkeit von einem jederzeit voll funktionsfähigen Stromnetz. So hängt im Revolutionsszenario auch die Wärmeversorgung des Großteils von Wohngebäuden alleine am Stromnetz.

Stehen für den Energietransport auch andere Technologieoptionen wie Gas- oder Wärmenetze zur Verfügung, könnten auch bei einem temporären Ausfall des Stromnetzes z. B. immer noch Gas- oder Ölheizungen betrieben werden. Öl ist lokal in großen Mengen speicherbar und Gasnetze würden auch ohne Stromversorgung, also ohne den Einsatz von Kompressoren die Gasversorgung aufgrund des verbleibenden Drucks im Gasnetz und in den bestehenden Speichern mehrere Tage aufrechterhalten können.

ANHANG 1: MODELLBESCHREIBUNG 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 Gebäude- und Industriesektor auch in die Kostenoptimierung einbezogen. Alle Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes. Darüber hinaus werden die Kosten für Ausbau und Betrieb von Strom-, Gas-, und Wärmenetzen abgebildet. Diese ergeben sich auf Basis der Höhe und Struktur des jeweiligen Angebots sowie Nachfrage.¹⁷ Das Modell ermöglicht somit eine gekoppelte Untersuchung der Strom- und Endenergiesektoren unter Einbeziehung von Infrastrukturen. Abbildung 56 stellt die Wirkungszusammenhänge des Modells schematisch dar.

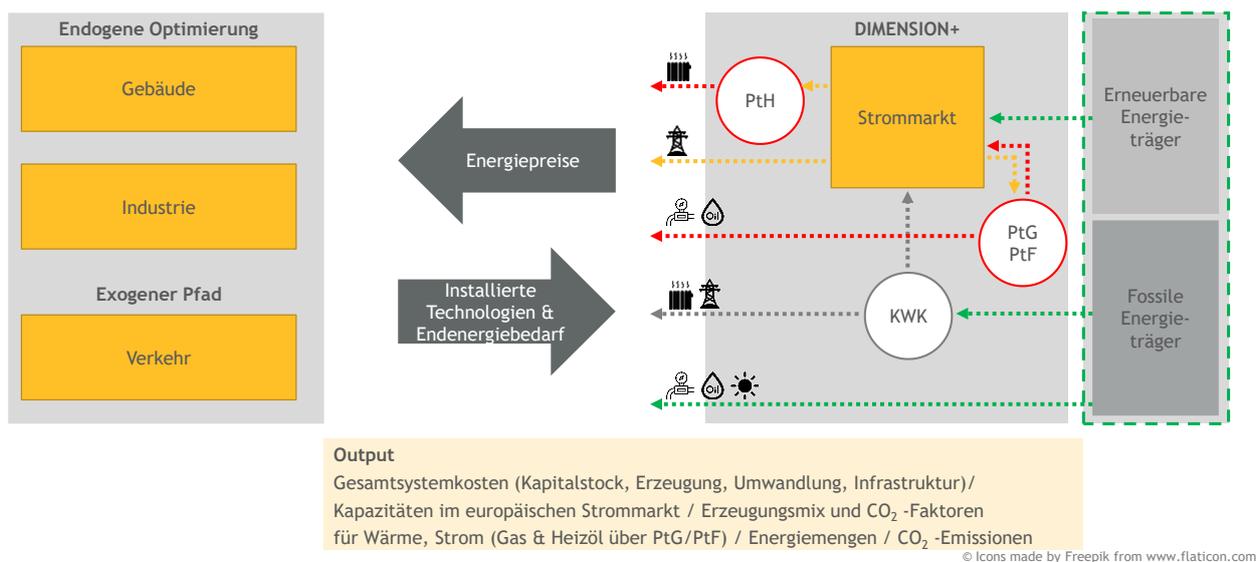


ABBILDUNG 56: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES GESAMTENERGIESYSTEMMODELLS DIMENSION+

Modellierung der Endenergieverbrauchssektoren

Gebäude

Für den Gebäudesektor werden die verschiedenen Anwendungsbereiche für Endenergie analog zu den Kategorien der Anwendungsbilanzen der AG Energiebilanzen (AGEB 2017a) 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

¹⁷ Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Anhang 2.

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 THG-Minderungsziels endogen bestimmt.

Die Bedarfe an Wärme und Strom werden anhand ihrer Nutzungsart (Raumwärme, Warmwasser) mit Temperaturverläufen auf stündliche Endenergieverbräuche für Strom und Fernwärme (inkl. 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
- 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 gewählt und auf die AGEB Energiebilanzen 2015 (AGEB 2017b) 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 zum Beispiel Heizstäbe ersetzt werden kann. Bei der Optimierung werden prozessspezifische Substitutionspotenziale angenommen.

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

Verkehr

Der Verkehrssektor wird über ein umfassendes Bottom-up-Modell fortgeschrieben. Dafür wird er in Straßenverkehr (darunter PKW, LNF, LKW), Schienenverkehr, Binnenschifffahrt und Luftverkehr aufgeteilt. Die einzelnen Bereiche werden mit Annahmen zu Verkehrsträgerentwicklung, Fahrzeugen, Fahrleistungen, Antriebseffizienz mit Hilfe eines Flottenwälzungsmodells auf Basis von Flottenbestand, Lebensdauern und Neuzulassungen pro Jahr fortgeschrieben. 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 57 enthält eine schematische Darstellung des Modells der Energiewirtschaft.

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 einzelnen Verbrauchssektoren gemäß Nutzungsprofilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt. Dadurch wächst beispielsweise mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeversorgung auch die abzusichernde Spitzenlast endogen 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, wohingegen Photovoltaik und Wind onshore keinen Beitrag leisten können.

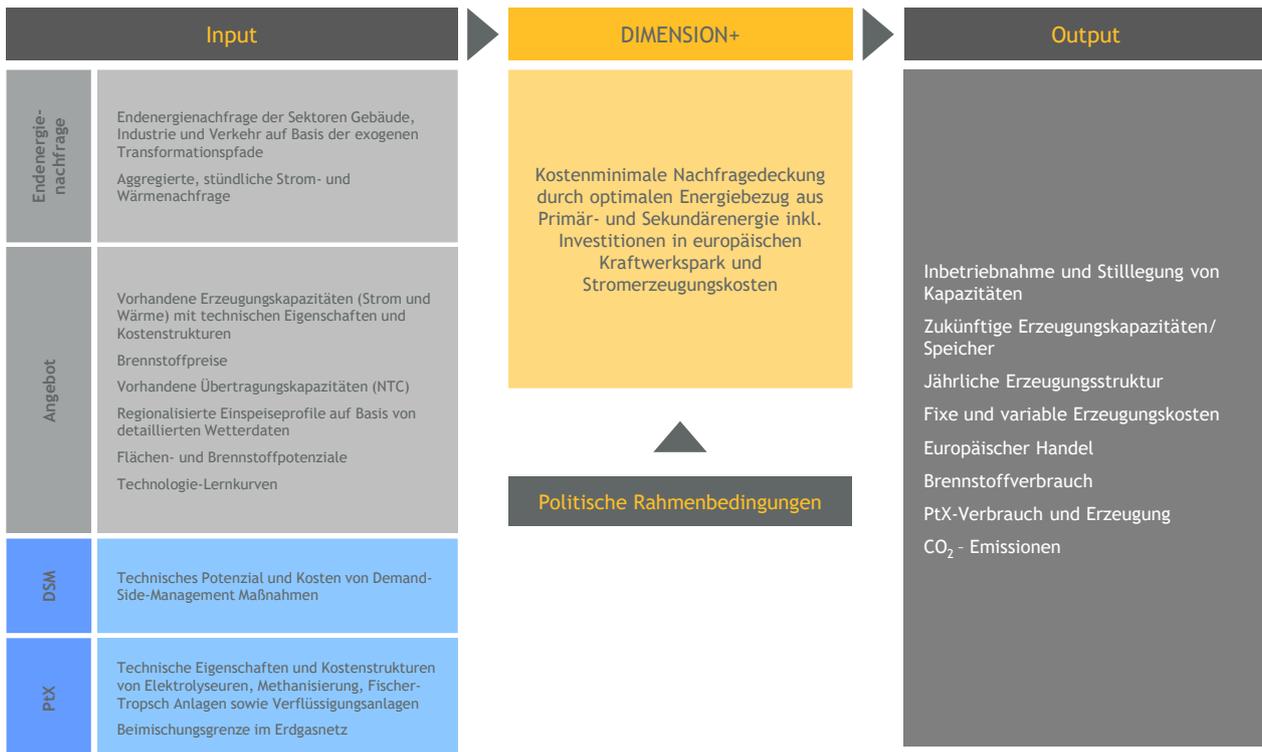


ABBILDUNG 57: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER MODELLIERUNG DER ENERGIEWIRTSCHAFT

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 nicht 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 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 lediglich ihre durchschnittliche Leistung.

Synthetische Brennstoffe

Zur Einhaltung der im Modell hinterlegten THG-Emissionen 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 kann dann Wasserstoff, Power-to-Gas oder verschiedene Power-to-Fuels hergestellt werden, wobei teils auch weitere Inputs wie CO₂ benötigt werden. Berücksichtigt ist ebenfalls, dass auch reiner Wasserstoff zu einem geringen Anteil direkt ins Gasnetz eingespeist werden kann 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 THG-Emissionen durch Elektrifizierung aller Sektoren zu untersuchen und zu vergleichen.

Kosten

Es werden für den Endenergieverbrauchssektor Gebäude die Investitionskosten in Heizsystem und Dämmung gemäß erwarteter Lebensdauer und hinterlegten Annahmen zu Kostendegression berücksichtigt.

Für den Endenergieverbrauchssektor Verkehr werden die Investitionskosten in neue Verkehrstechnologien nicht im Rahmen der Optimierung berücksichtigt, damit in beiden Szenarien im Verkehrssektor eine identische Entwicklung unterstellt werden kann.

Außerdem werden im Rahmen der Optimierung die Gesamtsystemkosten des Energiesystems für Energieumwandlungs-, -umwandlungs-, -speicherungs- und -verbrauchsanlagen sowie Netzinfrastrukturen, sowie Energiemengen und THG-Emissionen kostenseitig erfasst und optimiert.

Modellergebnisse

Wie in Abbildung 57 dargestellt, können nach der Optimierung verschiedene Modellergebnisse aus DIMENSION+ ausgelesen werden. Diese umfassen neben THG-Mengen in CO₂-Äq nach Sektor nach Quellprinzip auch die Kraftwerkskapazitätsentwicklung im europäischen Strommarkt sowie sämtliche Energiemengen und -flüsse (z. B. Brennstoffeinsatz nach Kraftwerkstyp, Power-to-X-Erzeugung, Energie-Importe/Exporte). Weiterhin können die entstandenen Kosten detailliert betrachtet und untersucht werden.

ANHANG 2: METHODIK INFRASTRUKTURKOSTEN

Stromnetze

Die im Rahmen dieser Studie modellierten Kosten für Stromnetze ergeben sich aus Kapital-, Betriebs- und Wartungs- sowie sonstigen Kosten. Zur Abbildung der Kosten werden Informationen der BNetzA zu Erlösobergrenzen (BNetzA 2017), dem Monitoringbericht 2016 (BNetzA und BKartA 2016), Ergebnisse aus Netzsimulationen im Rahmen der geea-Gebäudestudie (geea 2017) sowie Abschätzungen von Hinz et al. (2014) genutzt. Insbesondere der Ausbaubedarf des Stromnetzes ist ein entscheidender Faktor, da aufgrund von sich wandelnder Erzeugerstruktur und von szenarienabhängiger Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren ein bedeutender Stromnetzausbau zu erwarten ist. Auf Basis der genannten Quellen und der in DIMENSION+ ermittelten Stromnachfrage (Arbeit und Leistung) und Zubau von Erneuerbaren werden die notwendigen Investitionskosten abgeschätzt. Bis 2050 wurden für das Szenario Revolution Ausbaukosten in Höhe von 272 Mrd. Euro und für das Szenario Evolution in Höhe von 219 Mrd. Euro ermittelt. Der Ausbau erfolgt in dieser Studie auf Basis eines festgelegten Ausbaupfades. Die anfallenden Investitionskosten werden auf Basis der im StromNEV definierten Zinssätzen und Lebensdauern in Kapitalkosten umgerechnet. Für bereits getätigte Investitionen wird angenommen, dass diese gleichmäßig über die Zeit angefallen sind und die Abschreibungsdauern den heutigen Werten entsprechen. Dies führt zu einem Sinken der Kapitalkosten für Alt-Investitionen über die Zeit.

Da eine Abschätzung der künftigen Betriebs- und Wartungskosten sowie sonstigen Kosten, wie beispielsweise Redispatch einen großen, den Rahmen dieser Studie übersteigenden Untersuchungsbedarf erfordern, wurden diese Kosten als konstant angenommen. Es ist jedoch anzunehmen, dass diese Kosten in einem Szenario mit höherem Netzausbau höher ausfallen. Daher werden die Mehrkosten des Szenarios Revolution gegenüber dem Szenario Evolution tendenziell unterschätzt. Die ermittelten Übertragungs- und Verteilnetzkosten beider Szenarien sind in Abbildung 58 und Abbildung 59 dargestellt.

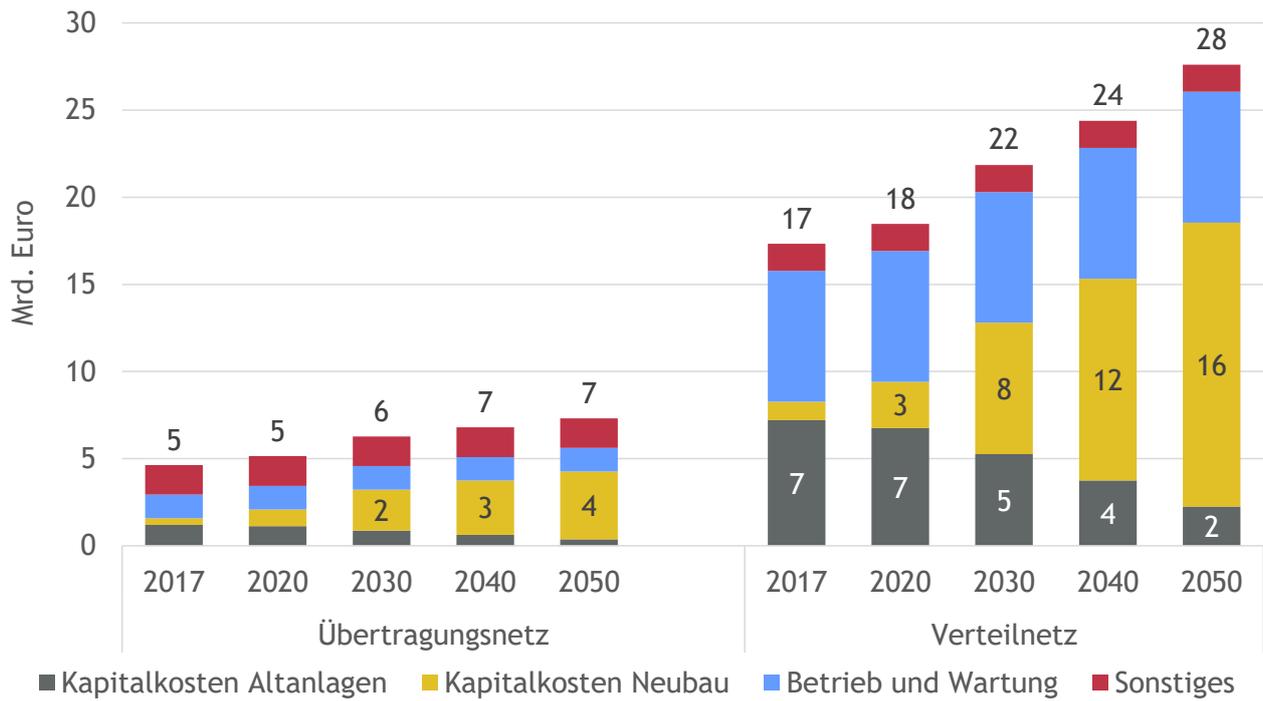


ABBILDUNG 58: JÄHRLICHE NETZKOSTEN STROM NACH KOSTENART IM SZENARIO REVOLUTION

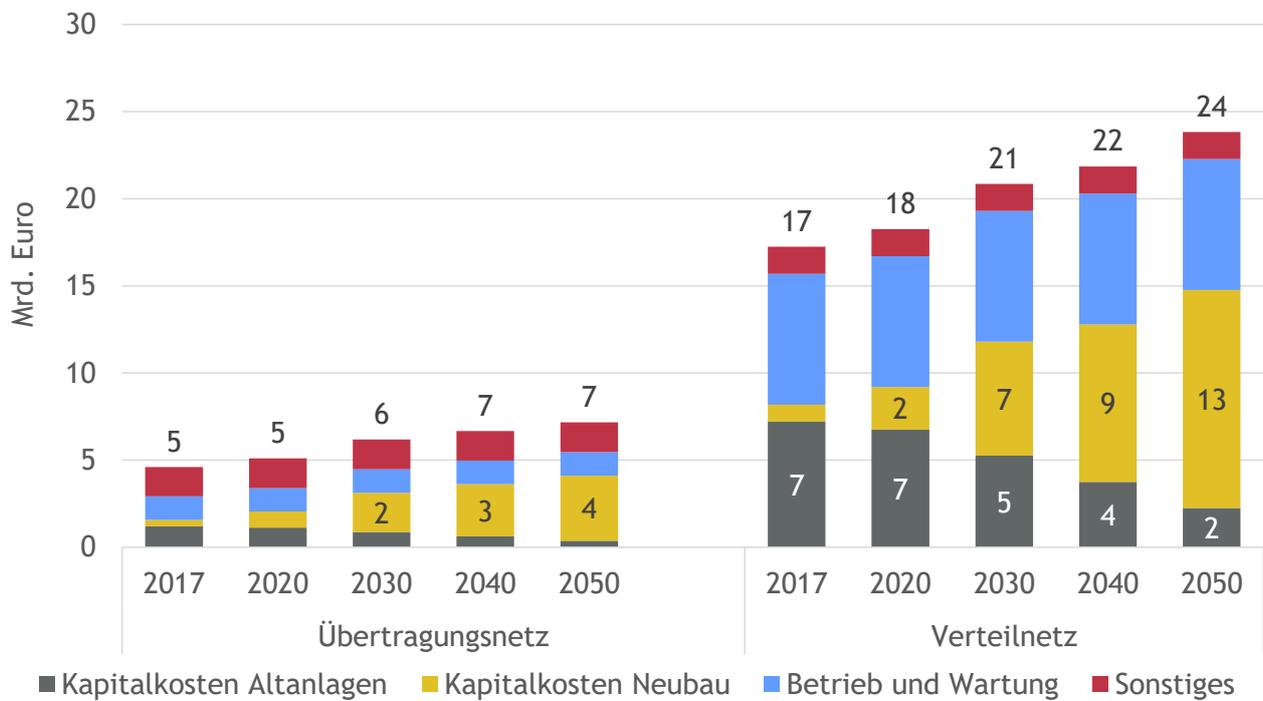


ABBILDUNG 59: JÄHRLICHE NETZKOSTEN STROM NACH KOSTENART IM SZENARIO EVOLUTION

Gasnetze

Die Kosten für Gasnetze werden weitestgehend analog zu den Kosten für Stromnetze modelliert. Hierbei werden die Kosten in Kapitalkosten, fixe- und variable Betriebs- und Wartungskosten aufgeteilt. Die Kapitalkosten werden durch die Abschätzung von Neuinvestitionen auf Basis des Netzentwicklungsplans 2016 (FNB Gas 2016), des Monitoringberichts 2016 (BNetzA und BKartA 2016) und Informationen der Gasnetzbetreiber sowie den in DIMENSION+ für die Szenarien Revolution und Evolution ermittelten Gasnachfragen der einzelnen Kundengruppen abgeschätzt. Diese Investitionen werden auf Basis im GasNEV definierter Zinssätze und Lebensdauern in Kapitalkosten umgerechnet. Für bereits getätigte Investitionen wird davon ausgegangen, dass diese gleichmäßig über die Zeit angefallen sind und die Abschreibungsdauern den heutigen Werten entsprechen. Die variablen Kosten (überwiegend für Treibgas) ergeben sich aus Informationen der Fernleitungsnetzbetreiber und der Ergebnisse aus DIMENSION+ für die Szenarien Revolution und Evolution.

Darüber hinaus werden die Rückbaukosten auf Basis von Experteninterviews und den Modellergebnissen abgeschätzt. Da diese Abschätzung jedoch mit verschiedenen Unsicherheiten verbunden ist, werden diese Kosten nicht im Rahmen der Berechnung der Kosten in Kapitel 2.6 und Kapitel 3.6 berücksichtigt. Dies führt dazu, dass die Kosten von Szenario Revolution tendenziell unterschätzt werden, da in diesem Szenario aufgrund der deutlich geringeren Gasnachfrage durch Haushalte und Industrie ein partieller Rückbau der Verteilnetze wahrscheinlich ist.

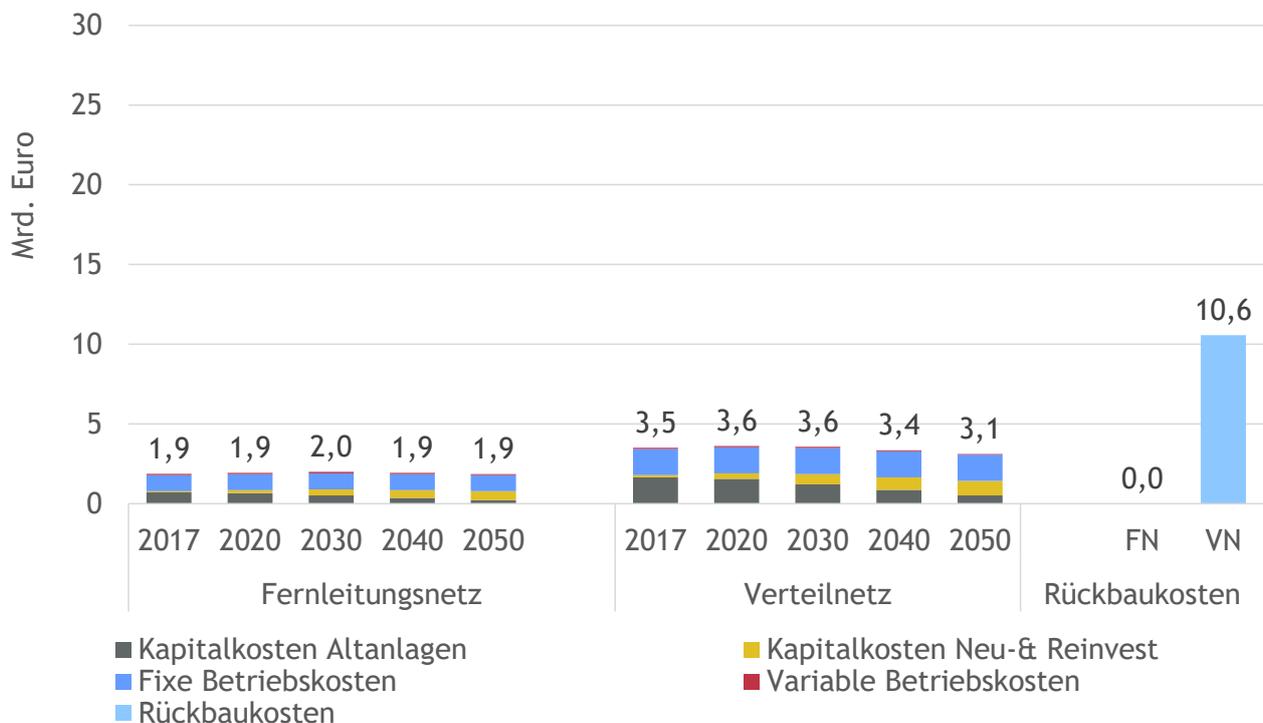


ABBILDUNG 60: JÄHRLICHE NETZKOSTEN GAS NACH KOSTENART IM SZENARIO REVOLUTION

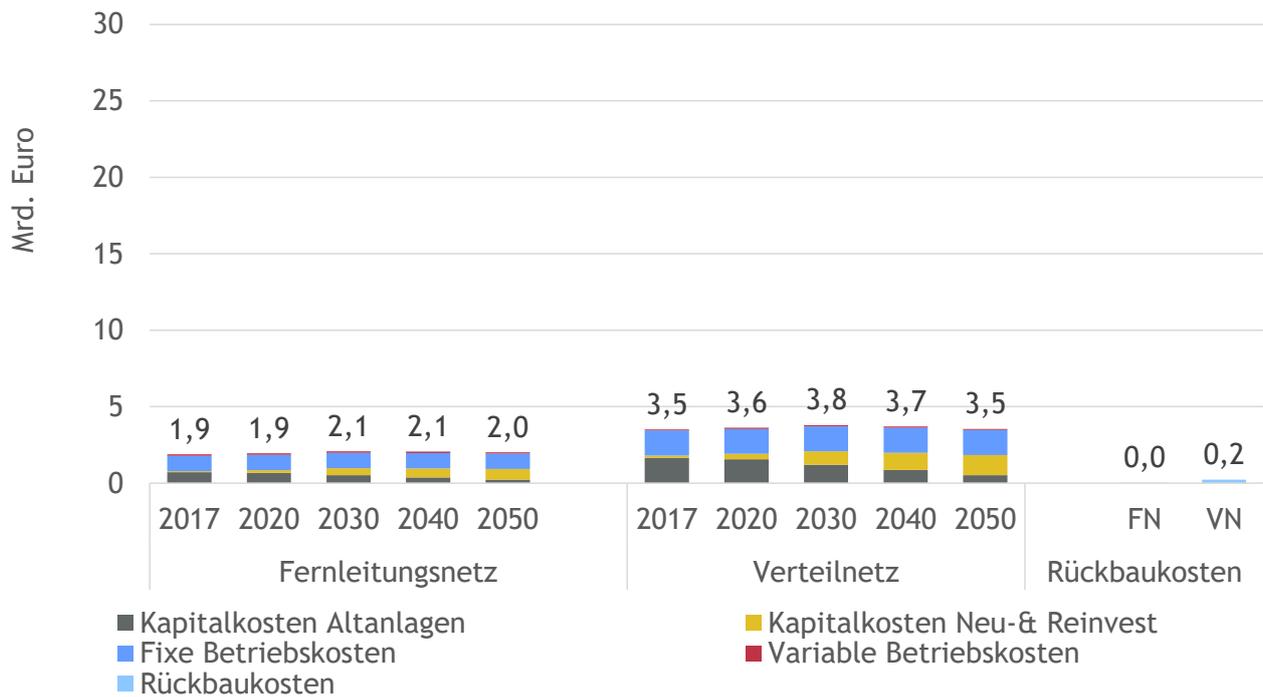


ABBILDUNG 61: JÄHRLICHE NETZKOSTEN GAS NACH KOSTENART IM SZENARIO EVOLUTION

Wärmenetze

Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit für Wärmeinfrastrukturen werden die Kosten über einen vereinfachten Mechanismus abgebildet. Dieser stützt sich auf die Ergebnisse von Eikmeier (2014). Im Rahmen der Berechnung werden fixe und variable Kosten berücksichtigt und darüber hinaus zwischen Wärmenetzen für Prozesswärme und Wärmenetzen für Raumwärme- und Warmwasser unterschieden.

ANHANG 3: ANNAHMEN UND DATEN

Zur Analyse des Energiemarktes in 2030 und 2050 ist es notwendig Annahmen über eine zukünftige Welt zu formulieren. Im Folgenden werden die Annahmen zentraler Rahmenparameter dieser Studie vorgestellt und diskutiert. Dabei wird zunächst auf die szenarioübergreifenden Parameterannahmen und anschließend szenariospezifische Parameterannahmen eingegangen.

Szenarioübergreifende Parameterannahmen

Makroökonomische Parameter

a) Bevölkerungsentwicklung

Die Bevölkerungsentwicklung wird gemäß der Studie „13. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung“ des Statistischen Bundesamtes (destatis 2015a) angenommen, die von 80,9 Mio. Einwohnern in 2030 und 76,1 Mio. Einwohnern in 2050 ausgeht. Diese Annahme beeinflusst die Energienachfrage des Gebäude- und Verkehrssektors.

b) Wirtschaftswachstum

Das angenommene Wirtschaftswachstum pro Kopf entspricht dem, durch das Statistische Bundesamt ermittelte, historischen durchschnittlichen Wachstums des Bruttoinlandprodukts (BIP) der Jahre 1992-2016 (destatis 2016) in Höhe von 1,4 % pro Einwohner. Aufgrund des geringfügigen Rückgangs der Bevölkerung ergeben sich jährliche BIP-Wachstumsraten zwischen 0,9 % und 1,4 %.

c) Energieträgerpreise

Es wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen vor dem Hintergrund ambitionierter nationaler Klimaschutzpläne nur moderat steigt und eine hohe Ressourcenverfügbarkeit vorherrscht. Dementsprechend werden Brennstoffpreise für Öl, Kohle und Erdgas analog zu den Angaben des WEO New Policies Szenarios (IEA 2016) gewählt. Die Angaben stellen reale Preise in US-Dollar (USD) dar, die auf Basis eines konstanten Wechselkurses von 0,833 USD/EUR in reale Euro (Basisjahr 2016) umgerechnet wurden. Da im WEO 2016 darüber hinaus lediglich Preise bis 2040 prognostiziert werden, wird ab 2040 ein konstanter Preisverlauf unterstellt. Die für diese Studie angenommenen Brennstoffpreise sind in Abbildung 62 dargestellt.

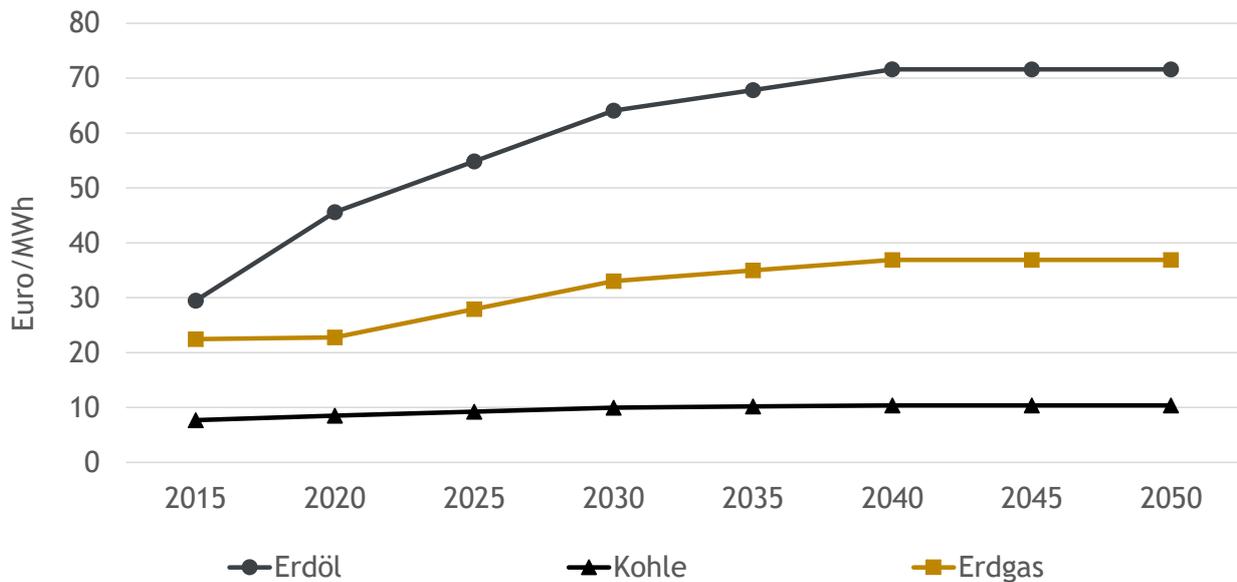


ABBILDUNG 62: SZENARIOÜBERGREIFENDE ANNAHMEN ZU ENERGIE TRÄGERPREISEN

Quelle: Eigene Abbildung auf Basis von WEO 2016 - New Policies Scenario

Erzeugungsektor

a) Mindestausbauziele und Flächenpotenziale von Erneuerbaren

Es wird angenommen, dass die im Rahmen des EEG 2017 beschlossenen Ausbauziele bis 2030 erreicht werden. Der hieraus resultierende Trend wird bis 2050 fortgeschrieben und ist in Tabelle 3 dargestellt. Vor dem Hintergrund der in dieser Studie angenommen sehr ambitionierten CO₂-Minderungsziele, stellen diese Größen jedoch keine beschränkenden Annahmen dar. Sowohl im Szenario Revolution als auch Evolution werden die Mindestziele aller Erneuerbaren übererfüllt.

Installierte Leistung [GW]	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Biomasse	6,9	7,6	8,6	9,6	10,1	10,6	11,1	11,6
Onshore Wind	41,2	54,6	69,1	83,6	90,9	98,1	105,4	112,6
Offshore Wind	3,4	6,5		15,0	17,1	19,3	21,4	23,5
PV	39,3	51,8	64,3	76,8	83,1	89,3	95,6	101,8

TABELLE 3: SZENARIOÜBERGREIFENDE MINDESTKAPAZITÄTEN ERNEUERBARER KRAFTWERKE

Demgegenüber werden im Rahmen dieser Analyse Flächenpotenziale angenommen. Sie bilden die technisch, ökologisch und sozial verträgliche Potenzialgrenze des Zubaus erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen ab. Dem Parameter für PV-Freiflächen unterliegt eine Potenzialanalyse des BMVI, welche Restriktionen im Hinblick auf Konflikte der konkurrierenden Flächennutzung von erneuerbaren Energien und Landwirtschaft, Wohnraum und Naturschutz berücksichtigt (vgl. BMVI 2015). Demnach stehen 3.164 km² zur Nutzung von Photovoltaik-Freiflächen zur Verfügung. PV-Dachflächenpotenziale wurden auf Basis derselben Quelle festgelegt. Zentrale Größe ist

hierbei die verfügbare Dachfläche von Wohn- und Nichtwohngebäuden. Demnach stehen 1.050 km² zur Nutzung von Photovoltaik-Dachflächen zur Verfügung.

Wind onshore	10.005 km ²
Wind offshore	47.000 km ²
Photovoltaik Freiflächen	3.164 km ²
Photovoltaik Dachflächen	1.050 km ²
Potenzial Biomasse für energetische Nutzung	250 TWh/a

TABELLE 4: POTENZIALGRENZEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEUTSCHLAND

Quellen: BMVI 2015, DEWI 2013, UBA 2014

Das Potenzial von Wind onshore bestimmt sich aus der zur Verfügung stehenden Fläche in Abhängigkeit vom vorgegebenen Mindestabstand als Indikator sozialer Akzeptanz. Es wird angenommen, dass für Windräder an Land eine Fläche von 10.005 km² zur Verfügung steht. Bei einer Flächennutzung von 56 km²/GW nach BWE (2013) ist ein Zubau von bis zu 179 GW möglich. Geht man davon aus, dass in 2050 ein durchschnittliches Windrad eine Leistung von 3 MW besitzt (gegenüber durchschnittlich 1,7 MW heute), so entspricht dies mehr als einer Verdopplung auf etwa 60.000 Windräder an Land in 2050 (gegenüber 27.270 heute). Durchschnittlich stünde somit in Deutschland in einem quadratischen Raster alle 2,4 km ein Windrad.

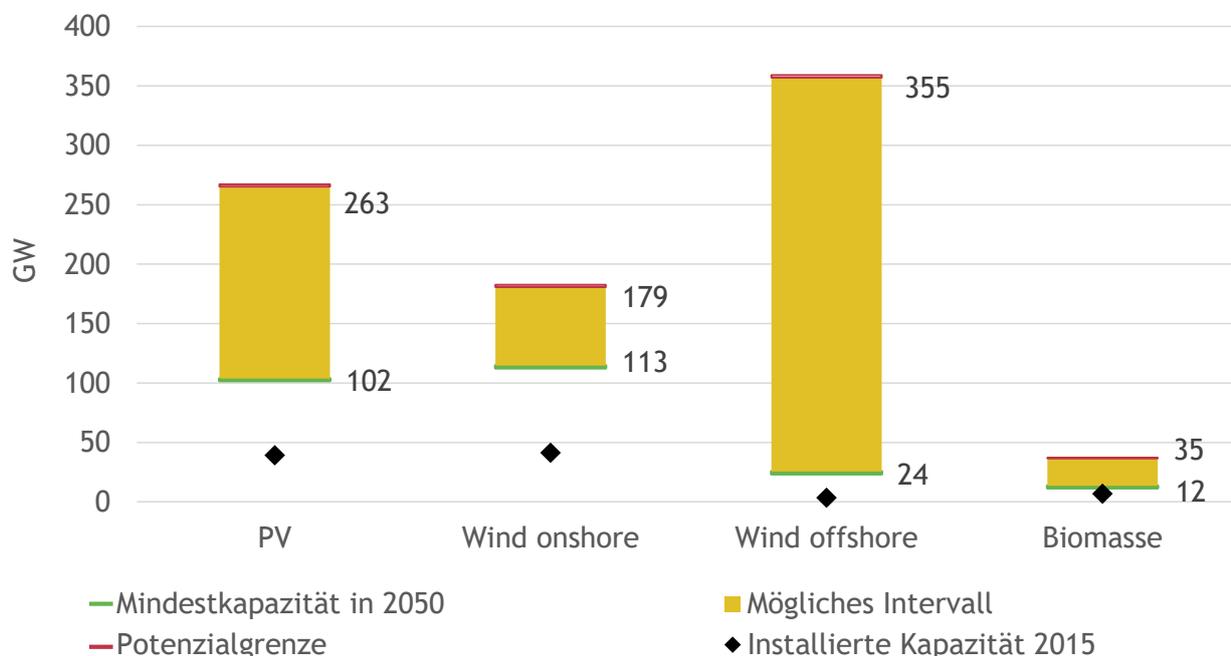


ABBILDUNG 63: SZENARIOÜBERGREIFENDE ANNAHMEN ZU MINDESTAUSBAUTEN BIS 2050 UND POTENZIALGRENZEN

Zusätzlich zu Flächenpotenzialen von Photovoltaik und Wind werden Potenzialgrenzen für Energie aus Biomasse berücksichtigt. Nach UBA (2014) steht in Deutschland ein Biomassepotenzial zur energetischen Nutzung aus Festbrennstoffen und Biogasen von jährlich 202 TWh zur Verfügung.

Unter Annahme einer durchschnittlichen Auslastung von 82,5 % ergibt sich eine maximale installierte Leistung von 28 GW. Dies berücksichtigt die sozioökonomischen Grenzen der flächenintensiven Energiegewinnung aus Anbaubiomasse in Konkurrenz zur alternativen landwirtschaftlicher Nutzung. Biogene Brennstoffe können per Annahme bis 48 TWh pro Jahr aus dem Ausland importiert werden, wodurch eine gesamte energiewirtschaftliche Nutzung von Biomasse in Höhe von 250 TWh pro Jahr in Deutschland möglich ist. Die auf Basis der genutzten Quellen in dieser Studie genutzten Potenzialgrenzen sowie Mindestkapazitäten in 2050 sind in Abbildung 63 dargestellt.

b) Investitionskosten für Wind und PV

Die Investitionskosten für Photovoltaik und Windenergie basieren auf den Studien Agora Energiewende (2013, 2015 und 2016). Aufgrund der jüngsten Kostendegressionen für Solarmodule werden die Investitionskosten für Photovoltaik Base und Photovoltaik Roof im Vergleich zu diesen Studien relativ niedrig angesetzt. Die gewählten Investitionskosten sind in Abbildung 64 dargestellt.

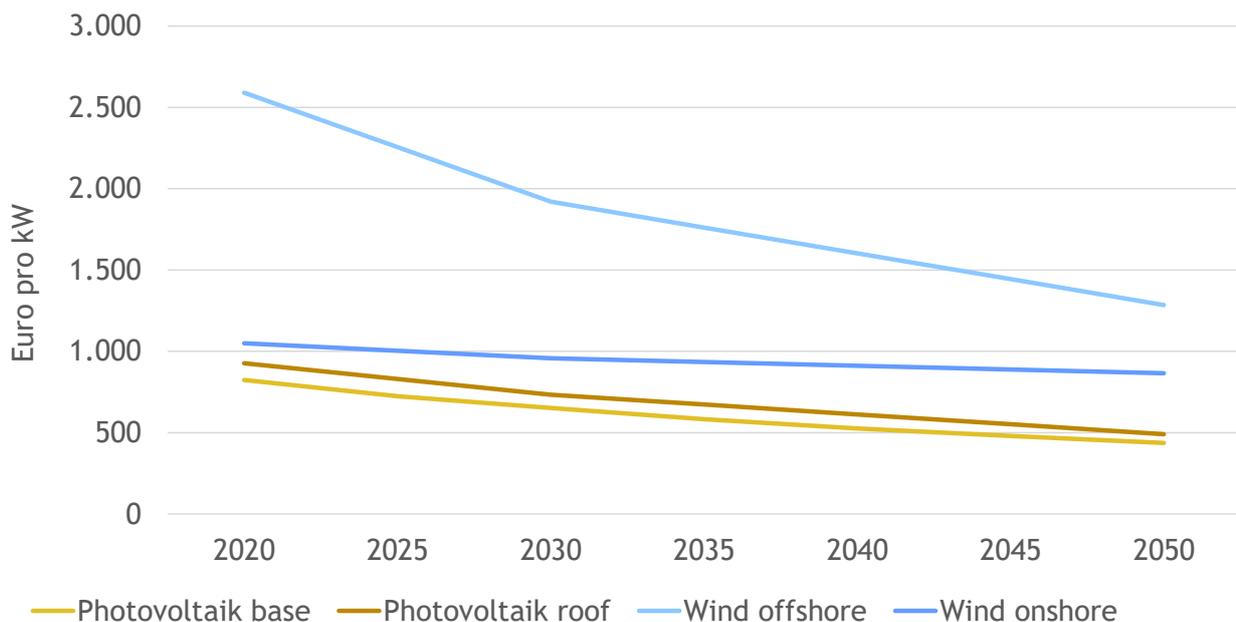


ABBILDUNG 64: SZENARIOÜBERGREIFENDE ANNAHMEN ZU INVESTITIONSKOSTEN FÜR WIND UND PV

c) Kernenergie- und Kohleausstieg

Es wird in beiden Szenarien davon ausgegangen, dass der bereits beschlossene Kernenergieausstieg durchgesetzt wird.

Ein ordnungsrechtlich verfügbarer Braunkohleausstieg wird im Rahmen dieser Studie nicht angenommen. Diese Annahme ist jedoch wenig kritisch, da es vor dem Hintergrund der ambitionierten nationalen Treibhausgas-minderungsziele in beiden Szenarien zunehmend auf

Kohle verzichtet wird. Im Jahr 2050 wird in beiden Szenarien weder Braun- noch Steinkohle eingesetzt.

Industriesektor

Die Annahmen bezüglich des Industriesektors basieren auf einer Vielzahl von Quellen und Experteninterviews. Die relevantesten Quellen zur Abbildung der Prozesseigenschaften inklusive ihrer Energieverbräuche, CO₂-Emissionen sowie Substitutionsmöglichkeiten stellen Dechema (2017) und Fraunhofer ISI (2013) dar. Informationen zu derzeitigen Produktionsmengen sowie zur gegenwärtigen Art, Höhe und Aufteilung (nach Prozess) der Energienachfrage in den einzelnen Industriezweigen basieren überwiegend auf Fraunhofer ISI (2016). Für den Industriesektor wird angenommen, dass sich die Wertschöpfung des Sektors an der Entwicklung der gesamten Wirtschaftsleistung orientiert und somit jährlich zwischen 0,9 % und 1,4 % steigt. Für die Entwicklung der Produktionsmengen in der energieintensiven Industrie wird angenommen, dass diese zu allen Zeitpunkten oberhalb des Wirtschaftswachstums liegt. Sie beträgt für die ersten modellierten Jahre 1,6 % und sinkt bis zum Jahr 2050 auf 1,1 %.

Gebäudesektor

Die Struktur des gegenwärtigen Gebäudebestands (Einfamilienhäuser, Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, sowie Gewerbe- und Industrieimmobilien unter Berücksichtigung der jeweiligen Altersstrukturen) basiert auf eigenen Berechnungen auf Basis des dena-Gebäudereports (dena 2016) und der im Rahmen von BDEW (2013) erstellten Gebäude- und Heiztechnik Datenbank. Es wird in beiden Szenarien ein exogener Zubau und Abriss für die einzelnen Gebäudetypen angenommen. Die jeweiligen Pfade basieren sowohl auf aktuellen Zubau- und Abrissraten des Statistischen Bundesamtes (destatis 2015b und destatis 2017) als auch auf Prognosen von UBA (2016) und IWO (2013).

Verkehrssektor

Der Verkehrssektor wird im Modell detailliert abgebildet und berücksichtigt alle relevanten Verkehrsmittel und Technologien. Da der Verkehrssektor nicht im Fokus dieser Studie steht, wird in beiden Szenarien ein identischer Verlauf unterstellt. So wird davon ausgegangen, dass es zu einem geringfügigen Anstieg von Fahrzeugkilometern für PKWs (von 606,5 Mrd. km in 2015 auf 628,8 Mrd. km in 2050) und LNF (von 43,1 km in 2015 auf 50,2 km in 2050) kommt. Diese Annahmen basieren unter anderem auf einer Studie der EU Kommission (2013). Demgegenüber wird von Effizienzgewinnen der einzelnen Fahrzeugklassen ausgegangen, die auf den Ergebnissen der Langfristszenarien von DLR, IWES, IfnE (2012) beruhen. Einschätzungen zu Kapital- und Betriebskosten basieren unter anderem auf den Ergebnissen von Dodds und McDowall (2014) und Angaben des EU Referenzszenarios (EU Kommission 2013). Außerdem wird von einer ausgeprägten Elektrifizierung des PKW- sowie LNF-Sektors ausgegangen. Der Anteil der elektrischen PKWs und LNFs liegt in dieser Studie in 2030 bei 25 % und in 2050 bei 70 %. Hieraus resultiert eine Stromnachfrage von 28 TWh in 2030 und 69 TWh in 2050. Vor dem Hintergrund zunehmender Internationalisierung wird der Trend eines Anstiegs des Bedarfs an Güterverkehr fortgeschrieben.

Darüber hinaus wird angenommen, dass es zu keiner verstärkten Elektrifizierung im Güterverkehr kommt und stattdessen vermehrt auf Gas sowie LNG gesetzt wird.

Szenariospezifische Parameterannahmen

In diesem Abschnitt werden die Parameterannahmen dargestellt, die sich zwischen den Szenarien Revolution und Evolution unterscheiden.

Gebäudesektor

a) Anzahl Wärmepumpen

Evolution

Die optimale Anzahl der Wärmepumpen wird im Modell endogen bestimmt. Es wird keine Mindestanzahl vorgeschrieben.

Revolution

Kernelement des Revolutionsszenarios stellt eine THG-Minderung Deutschlands durch Elektrifizierung dar. Hierfür ist der verstärkte Einbau von Wärmepumpen essentiell. Die verpflichtende Anzahl von Wärmepumpen entspricht den Angaben von Agora Energiewende (2017) zur Erreichung der Klimaschutzziele. Diese beträgt 6 Mio. für das Jahr 2030 und 13 Mio. für das Jahr 2050.

b) Sanierungsrate

Evolution

Die optimale Sanierungsrate wird im Modell endogen bestimmt. Es wird keine Mindestsanierungsrate vorgeschrieben.

Revolution

Im Szenario Revolution wird eine Sanierungsrate von 2 % vorgeschrieben. Dies ist notwendig, da Wärmepumpen zu einem effizienten Betrieb geringe Systemtemperaturen benötigen, die im Gebäudebestand einen höheren baulichen Wärmeschutz an der Gebäudehülle voraussetzen.

c) Fernwärme

Evolution

Es wird angenommen, dass der Absatz an Fernwärme (inkl. Nahwärme) im bestehenden Netz bis zum Jahr 2030 um 30 % erhöht werden kann. Dies ergibt sich einerseits durch eine Erhöhung der Anschlussrate (20 %) und andererseits durch Leitungsvorstreckungen in Neubaugebiete (10 %).

Revolution

Es wird angenommen, dass Fernwärme (inkl. Nahwärme), durch die Fokussierung auf Wärmepumpen, teilweise verdrängt wird. Hierdurch sinkt die Möglichkeit zur Wärmenutzung bis zum Jahr 2030 um 13 % und bis zum 2050 um 45 %.

Industriesektor

a) Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung

Evolution

Es wird kein Mindestanteil an elektrifizierter Prozesswärme angenommen.

Revolution

Es wird angenommen, dass durch ordnungsrechtliche Vorgaben Mindestanteile für elektrifizierte Prozesswärme in der Industrie differenziert nach Temperaturniveau entsprechend vorgegeben werden.

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
< 100 °C	12%	18%	25%	35%	45%	60%	75%	90%
100-500 °C	9%	15%	20%	25%	30%	40%	50%	60%
500-1.000 °C	9%	10%	13%	15%	18%	20%	25%	30%
> 1000 °C	7%	7%	8%	10%	13%	15%	18%	20%

TABELLE 5: MINDESTANTEILE FÜR ELEKTRIFIZIERTE PROZESSWÄRME DIFFERENZIERT NACH TEMPERATURNIVEAU IM SZENARIO REVOLUTION

Parameterannahmen der Analyse unter Unsicherheit

In diesem Abschnitt werden die Parameterannahmen beschrieben, die sich zwischen den Szenariovarianten Technologieschub Strom bzw. Technologieschub Gas und einer durchschnittlichen Entwicklung unterscheiden. Sie werden in Kapitel 4 zur Analyse der unsicheren Technologieentwicklung zwischen 2030 und 2050 genutzt. Die Parameterannahmen basieren jeweils auf einer Auswertung von relevanten und aktuellen Studien. Hierbei orientiert sich der Pfad der durchschnittlichen Entwicklung an den Studien, die tendenziell geringere Kostensenkungen erwarten. Die Szenariovarianten Technologieschub Strom und Technologieschub Gas orientieren sich an den optimistischeren Studienergebnissen.

Technologieschub Strom

a) Investitionskosten für Sole/Wasser - Wärmepumpen

Die Investitionskostenpfade für Sole/Wasser - Wärmepumpen in den Hauptszenarien (durchschnittliche Entwicklung) und in der Szenariovariante Technologieschub Strom basieren auf Studien von Fraunhofer ISE (2015), IEA (2010), DLR, IWES, IfnE (2012) sowie DLR (2015) und sind in Abbildung 65 dargestellt. Die Kostenvorteile von Variante Technologieschub Strom gegenüber der durchschnittlichen Entwicklung betragen im Jahr 2030 rund 10 % und steigen bis zum Jahr 2050 auf 20 %.

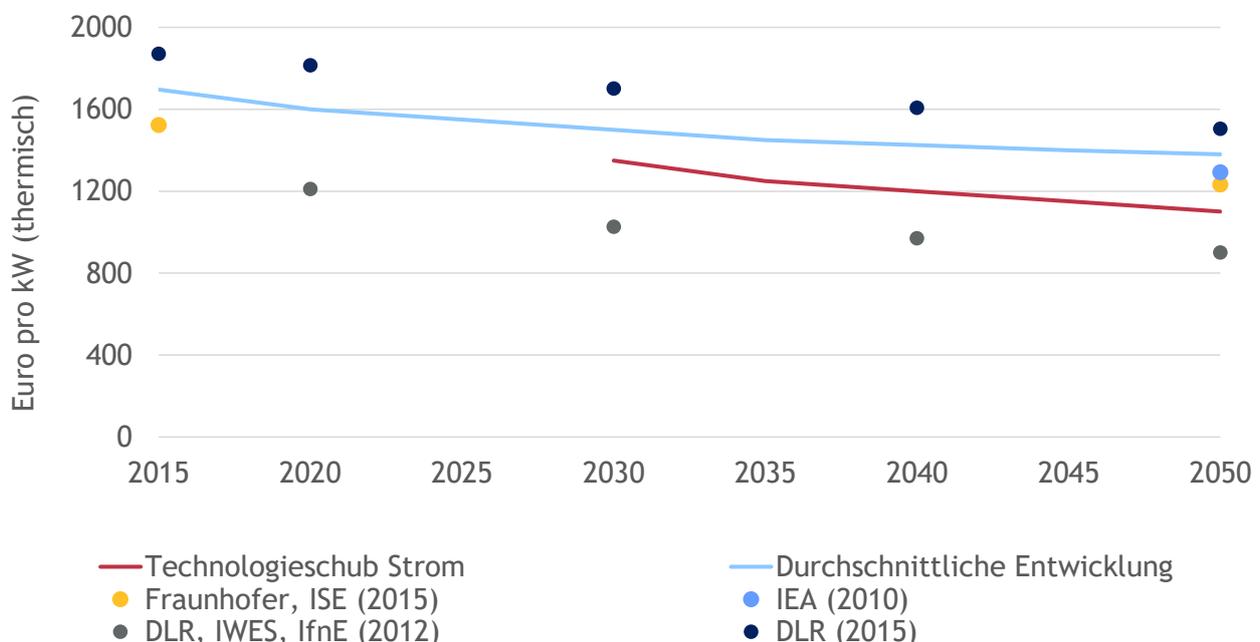


ABBILDUNG 65: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN FÜR SOLE/WASSER - WÄRMEPUMPEN IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB STROM IM VERGLEICH ZU ANDEREN STUDIEN

b) Investitionskosten für Luft/Wasser - Wärmepumpen

Die entwickelten Investitionskostenpfade für Luft/Wasser - Wärmepumpen in den Hauptszenarien (durchschnittliche Entwicklung) und in der Szenariovariante Technologieschub Strom basieren auf Studien von Fraunhofer ISE (2015), IEA (2010) sowie dem Öko-Institut (2016) und sind in Abbildung 66 dargestellt. Die Kostenvorteile von Technologieschub Strom gegenüber der durchschnittlichen Entwicklung betragen im Jahr 2030 rund 15 % und steigen bis zum Jahr 2050 auf 20 %.

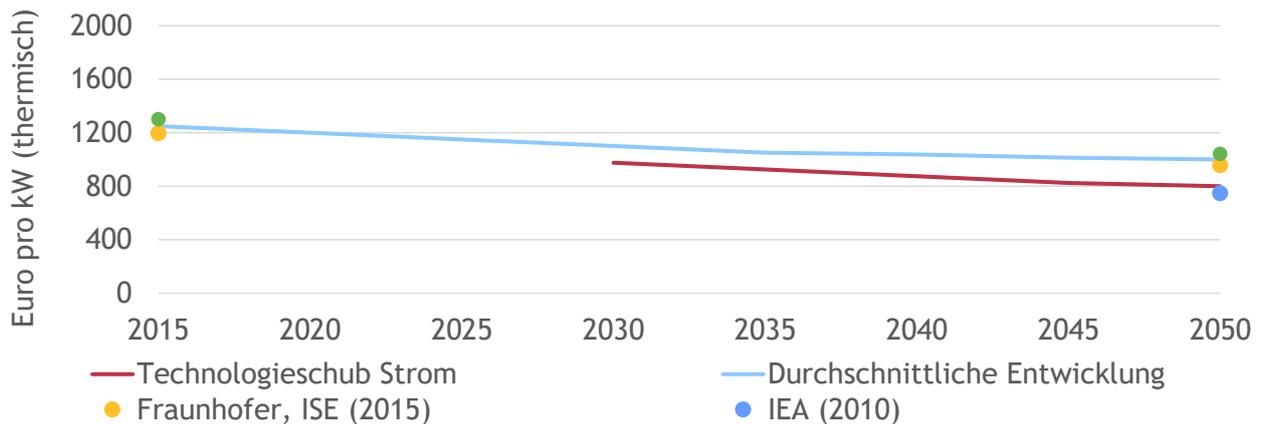


ABBILDUNG 66: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN FÜR LUFT/WASSER - WÄRMEPUMPEN IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB STROM IM VERGLEICH ZU ANDEREN STUDIEN

c) Investitionskosten für Wärmespeicher

Die Investitionskostenpfade für Wärmespeicher in den Hauptszenarien (durchschnittliche Entwicklung) und in der Szenariovariante Technologieschub Strom basieren auf Studien von UBA (2016), Fraunhofer ISE (2015) sowie Fraunhofer IWES (2015) und sind in Abbildung 67 dargestellt. Die Kostenvorteile von Technologieschub Strom gegenüber der durchschnittlichen Entwicklung betragen im Jahr 2030 rund 30 % und steigen bis zum Jahr 2050 auf 50 %.

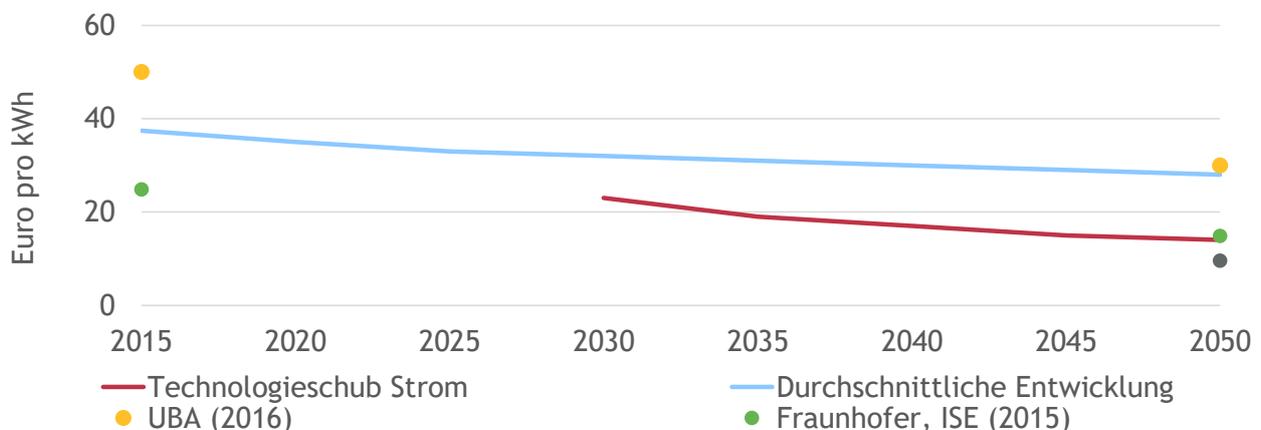


ABBILDUNG 67: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN FÜR KOMBIWÄRMESPEICHER BIS 20M³ IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB STROM IM VERGLEICH ZU ANDEREN STUDIEN

Technologieschub Gas

a) Investitionskosten für Elektrolyseure

Die entwickelten Investitionskostenpfade für Elektrolyseure in den Hauptszenarien (durchschnittliche Entwicklung) und in der Szenariovariante Technologieschub Gas basieren auf Studien von Fraunhofer ISE (2015), Acatech (2015), Agora Energiewende (2014), OTH/FENES/Energy Brainpool (2015) sowie dem Lemoine Institut (2013) und sind in Abbildung 68 dargestellt. Die Kostenvorteile von Technologieschub Gas gegenüber der durchschnittlichen Entwicklung betragen im Jahr 2030 rund 40 % und steigen bis zum Jahr 2050 auf 50 %.

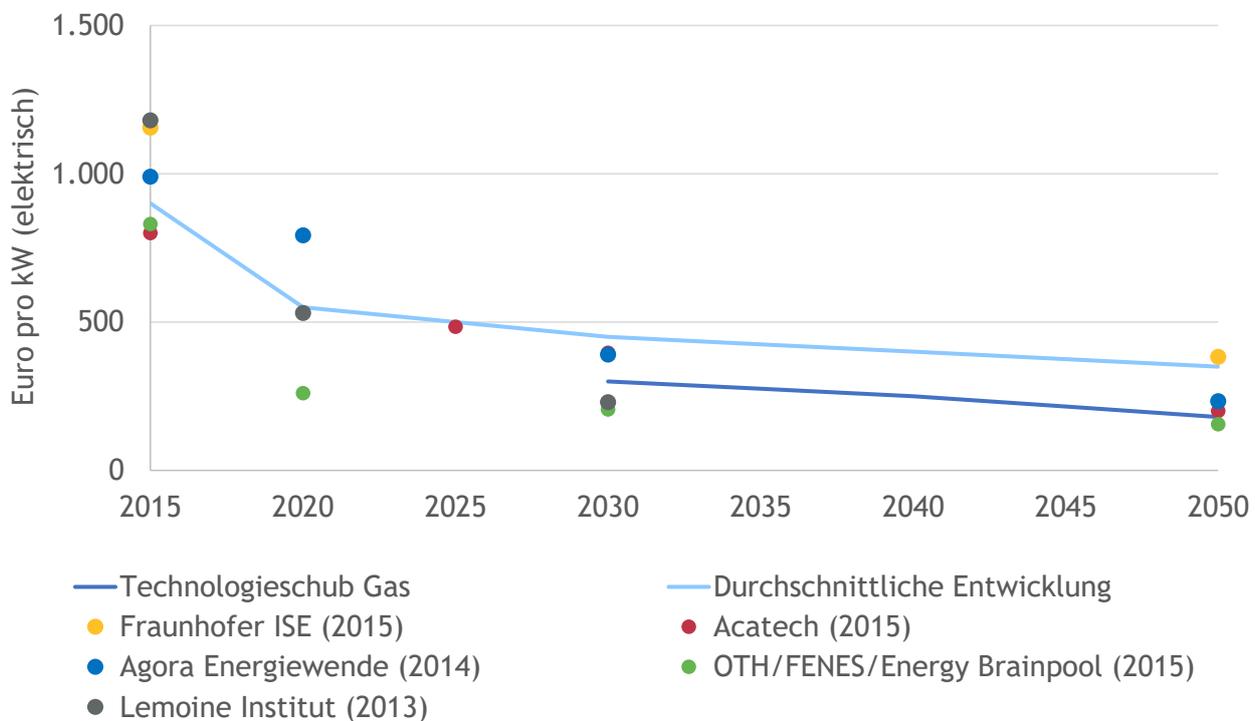


ABBILDUNG 68: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN EINES ELEKTROLYSEURS IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB GAS IM VERGLEICH ZU ANDEREN STUDIEN

b) Investitionskosten für Kombination aus Elektrolyseur und Methanisierungsanlage

Die entwickelten Investitionskostenpfade für Kombinationen aus Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen in den Hauptszenarien (durchschnittlichen Entwicklung) und in der Szenariovariante Technologieschub Gas basieren auf Studien des Fraunhofer ISE (2015), Acatech (2015), Agora Energiewende (2014), OTH/FENES/Energy Brainpool (2015), einer Studie von DLR, IWES, IfnE (2012) sowie von UBA (2016) und sind in Abbildung 69 dargestellt. Da die Technologie der Methanisierung weniger erforscht ist als die Elektrolyse liegen die Kostenvorteile von Technologieschub Gas gegenüber der durchschnittlichen Entwicklung etwas höher. Sie betragen im Jahr 2030 rund 45 % und steigen bis zum Jahr 2050 auf 55 %.

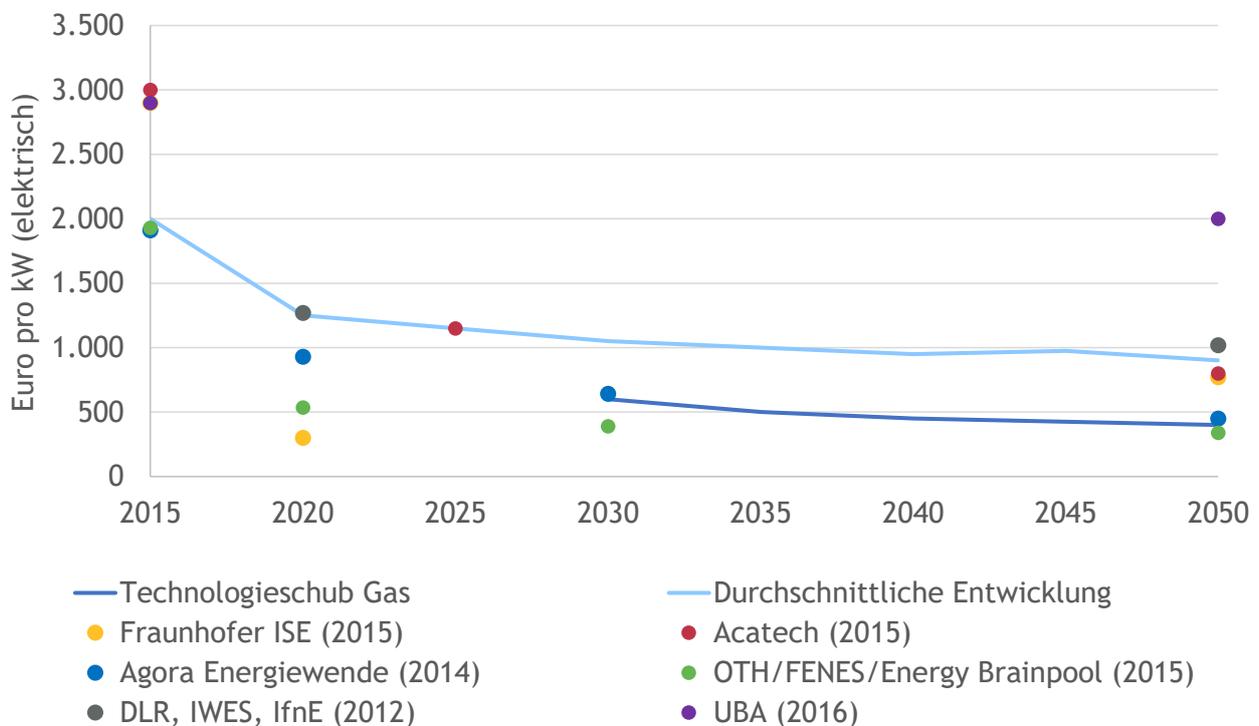


ABBILDUNG 69: ENTWICKLUNG DER INVESTITIONSKOSTEN EINES ELEKTROLYSEURS IN EINER DURCHSCHNITTlichen ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB GAS IM VERGLEICH ZU ANDEREN STUDIEN

c) Importkosten für synthetische Brennstoffe

Die Importkosten für synthetische Brennstoffe innerhalb der EU basieren auf den Vollkosten der Produktion dieser Brennstoffe. Hierbei werden die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Investitionskosten für Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen und produzierten Power-to-X-Mengen genutzt.

Die Importkosten für synthetische Brennstoffe außerhalb der EU basieren im Szenario der durchschnittlichen Entwicklung auf den vorläufigen Ergebnissen der Studie „Die Kosten importierter synthetischer Brenn- und Kraftstoffe bis 2050“ von Frontier Economics (2017). In der Szenariovariante Technologieschub Gas werden rund 20 % niedrigere Kosten angesetzt. In Abbildung 70 sind die Preise für synthetisches Gas durch Importe außerhalb der EU dargestellt.

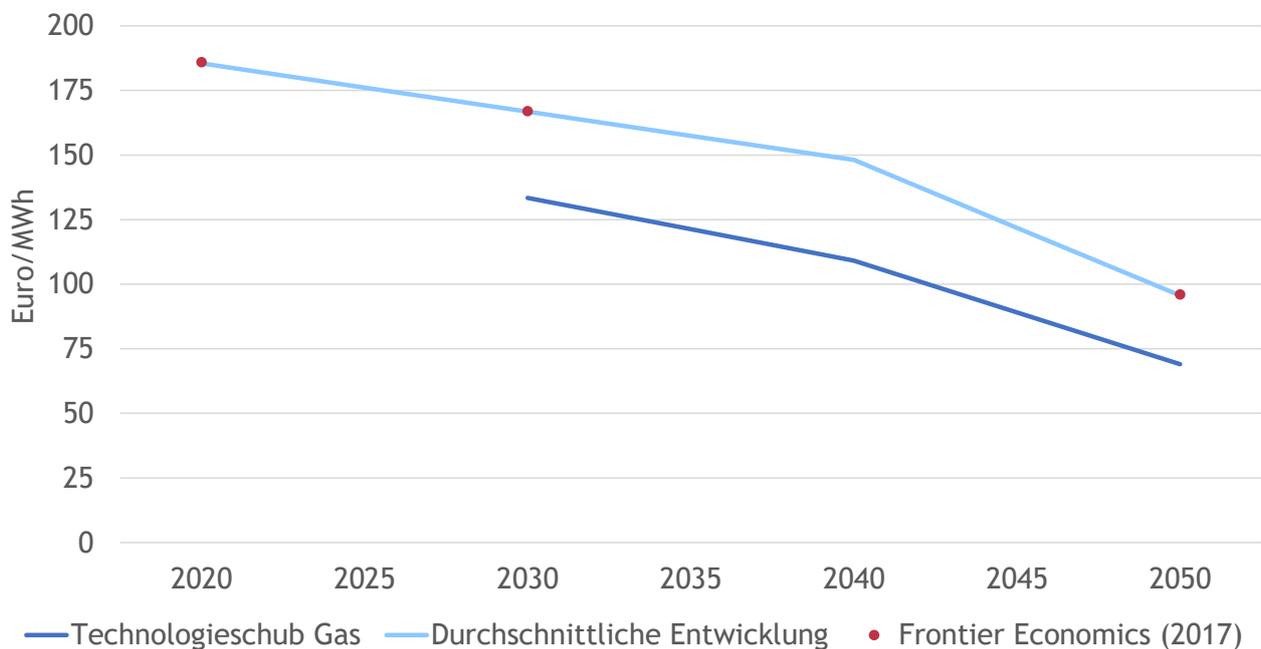


ABBILDUNG 70: ENTWICKLUNG DER IMPORTKOSTEN FÜR SYNTHETISCHES GAS VON AUßERHALB DER EU IN EINER DURCHSCHNITTLICHEN ENTWICKLUNG UND BEI TECHNOLOGIESCHUB GAS

LITERATURVERZEICHNIS

Acatech (2015): Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften. Pfnzthal/Aachen.

AGEB (2017a): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. AG Energiebilanzen e.V.. Essen.

AGEB (2017b): Bilanz 2015 (Bearbeitungsstand 10.08.2017). AG Energiebilanzen e.V.. Essen.

AGEB (2017c): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016. AG Energiebilanzen e.V.. Essen.

Agora Energiewende (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Agora Energiewende. Berlin.

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Weblink: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. Zuletzt aufgerufen: 10.10.2017. Agora Energiewende. Berlin.

Agora Energiewende (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Agora Energiewende. Berlin.

Agora Energiewende (2016): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Agora Energiewende. Berlin.

Agora Energiewende (2017): Wärmewende 2030. Weblink: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf. Zuletzt aufgerufen: 10.10.2017. Agora Energiewende. Berlin.

BDEW (2013): Wie heizt Deutschland - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Berlin.

BDEW (2016): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2016. Weblink: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/3CF1D7D642F76B6FC1257F620048D420/\\$file/BDEW-HKV-Neubau-2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/3CF1D7D642F76B6FC1257F620048D420/$file/BDEW-HKV-Neubau-2016.pdf). Zuletzt aufgerufen: 29.09.2017. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Berlin.

BDEW (2017): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2017. Weblink: [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/24E1B62F814ADC3DC12580B30059CEB8/\\$file/1_FINAL%20HKV-Altbau%202017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/24E1B62F814ADC3DC12580B30059CEB8/$file/1_FINAL%20HKV-Altbau%202017.pdf). Zuletzt aufgerufen: 29.09.2017. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Berlin.

BMVI (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für Erneuerbare Energien in Deutschland. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Berlin

BMWI (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BNetzA und BKartA (2016): Monitoringbericht 2016. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bonn.

BNetzA (2017): Datenblatt der Strom- und Gasnetzbetreiber 2017 (Stand 10.04.2017). Weblink: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Transparenz/Transparenz_node.html. Zuletzt aufgerufen: 22.09.2017. Bundesnetzagentur. Bonn.

BWE (2013): Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung. Bundesverband WindEnergie. Berlin.

Dechema (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.. Frankfurt.

dena (2016): Dena-Gebäudereport - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Deutsche Energie-Agentur. Berlin.

destatis (2015a): Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Weblink: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/VorausberechnungBevoelkerung/BevoelkerungDeutschland2060Presse5124204159004.pdf?__blob=publicationFile. Zuletzt aufgerufen: 09.10.2017. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

destatis (2015b): Bauen und Wohnen - Baugenehmigungen / Baufertigstellungen, Lange Reihen z. T. ab 1960. Weblink: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/BautaetigkeitWohnungsbau/BaugenehmigungenNeubauPDF_5311105.pdf;jsessionid=1F5CEBFE89C12C1786ABA347B655408D.InternetLive2?__blob=publicationFile. Zuletzt aufgerufen: 09.10.2017. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

destatis (2016): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen, Lange Reihen ab 1925. Weblink: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/Inlandsprodukt/Tabellen/Volkseinkommen1925_pdf.pdf?__blob=publicationFile. Zuletzt aufgerufen: 09.10.2017. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

destatis (2017): Gebäude und Wohnungen - Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969. Weblink: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/FortschreibungWohnungsbestandPDF_5312301.pdf?__blob=publicationFile. Zuletzt aufgerufen: 09.10.2017. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

DEWI (2013): Onshore Wind Energy Potential in Germany. Current study by the Federal Environment Agency on the nationwide area and output potential. Externer Artikel von Lütkehus I., Salecker H., Umweltbundesamt. UL International GmbH. Wilhelmshaven.

DLR (2015): Energy [R]evolution. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Studie im Auftrag von Greenpeace. Hamburg.

DLR, IWES, IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt/ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik/ Ingenieurbüro für neue Energien. Stuttgart/ Kassel/ Teltow.

Dodds und McDowall (2014): Methodologies for representing the road transport sector in energy system models. International Journal of Hydrogen Energy. Band 39, Ausgabe 5.

Eikmeier (2014): Potential für Fern- und Nahwärme auf KWK-Basis. Weblink: https://www.ifam.fraunhofer.de/content/dam/ifam/de/documents/Formgebung_Funktionswertstoffe/Energiesystemanalyse/KWK-Tagung%20N%C3%BCrnberg_Eikmeier%20IFAM_150914.pdf. Zuletzt aufgerufen: 22.09.2017. Fraunhofer Ifam. Nürnberg.

EU Kommission (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions. EU Kommission. Brüssel.

FNB Gas (2016): 2. Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas. Berlin

Fraunhofer ISE (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg.

Fraunhofer ISI (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer ISI (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe.

Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zu Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Hinz et al. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. TU Dresden. Dresden.

IEA (2010): Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. International Energy Agency. Paris.

IEA (2016): World Energy Outlook 2016. International Energy Agency. Paris.

IWO (2013): Energetische Gebäudesanierung in Deutschland. Institut für Wärme und Oeltechnik e.V.. Hamburg.

Lemoine Institut (2013): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien. Reiner Lemoine Institut. Berlin.

OTH/FENES/Energy Brainpool (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace. Hamburg.

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

UBA (2016): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.