

## **WAS KOSTET DIE ENERGIEWENDE?**

Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050

Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträgerübergreifend die System- und Kostenentwicklung einer Klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems.



# WAS KOSTET DIE ENERGIEWENDE?

## WEGE ZUR TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS BIS 2050

Die modellbasierte Studie untersucht sektor- und energieträgerübergreifend die System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems.

**Hans-Martin Henning, Andreas Palzer**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Das Modell REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland) wurde im Rahmen von Eigenforschung entwickelt. Die Weiterentwicklung fand ebenfalls mit Mitteln der Eigenforschung sowie im Rahmen des Vorhabens »Netzreaktive Gebäude – Gebäudebetrieb in Interaktion mit dem Energieversorgungsnetz« statt; dieses Vorhaben wird durch Mittel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. In dieser Studie dargestellte Ergebnisse wurden im Rahmen eines Eigenforschungsvorhabens erarbeitet.

Freiburg, November 2015

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>Kurzzusammenfassung</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1 Konzept der Studie .....	9
1.2 Rückblick auf die Studien 2012 und 2013 .....	10
<b>2 Ausgangssituation und methodisches Vorgehen</b> .....	<b>12</b>
2.1 Energieverbrauch und energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Deutschlands.....	12
2.2 Grundsätzliches Vorgehen: Annahmen und Randbedingungen .....	15
2.3 Betrachtete Klimaschutz-Szenarien.....	26
<b>3 Ergebnisse</b> .....	<b>31</b>
3.1 Systemzusammensetzung für die untersuchten Szenarien .....	31
3.2 Kosten für die untersuchten Szenarien .....	39
<b>4 Analyse des 85%- Szenarios</b> .....	<b>46</b>
4.1 Systementwicklung 2015-2050 .....	46
4.2 Kostenentwicklung 2015-2050 .....	50
4.3 Gesamtkosten für Betrieb und Erhalt nach erfolgter Transformation .....	53
4.4 Energiebilanz nach erfolgter Transformation .....	54
4.5 Bedeutung von Stromimport und Stromexport.....	58
4.6 Zusammenfassung zur Betrachtung des 85-%-Szenarios.....	61
<b>5 Zusammenfassung</b> .....	<b>63</b>
<b>6 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>66</b>
<b>Anhang 1: Datenannahmen</b> .....	<b>73</b>
<b>Anhang 2: Zubaugrenzen für verwendete Technologien</b> .....	<b>85</b>
<b>Anhang 3: Entwicklung konventionelle Kraftwerke</b> .....	<b>87</b>
<b>Anhang 4: Fahrzeugentwicklung Verkehrsszenarien</b> .....	<b>88</b>

Das zentrale, übergeordnete Ziel der Energiewende in Deutschland ist eine drastische Absenkung der Treibhausgasemissionen. Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen Deutschlands auf einen Wert abgesenkt werden, der um mindestens 80 %, nach Möglichkeit aber 95 % niedriger liegt als der Wert im Jahr 1990. Den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen haben energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen; diese machen heute rund 85 % der deutschen Treibhausgasemissionen aus [1]. Um die Klimaschutzziele im Bereich der Energieversorgung zu erreichen, hat die Bundesregierung die Energiewende beschlossen. Dies bedeutet einen fundamentalen Umbau der Struktur der heutigen Energieversorgung. Daraus ergibt sich die wichtige Frage, die zugleich die Leitfrage dieser Studie ist, wie eine kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems unter Einbeziehung aller Energieträger und aller Verbrauchssektoren aussieht, mit der zugleich die beschlossenen Klimaschutzziele – insgesamt und auf der Zeitachse – erreicht werden. Dieser Frage widmen wir uns in der vorliegenden Untersuchung, wobei als Randbedingung vorausgesetzt wurde, dass der Kernenergieausstieg planmäßig bis 2022 erfolgt und dass keine großflächige Nutzung der Dekarbonisierung der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken auf Basis von Carbon Capture & Storage Techniken erfolgt. Um neben der Umweltverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit auch das dritte Element des energiepolitischen Zieldreiecks – die Versorgungssicherheit – zu adressieren verwenden wir eine zeitlich aufgelöste Simulation, innerhalb derer zu jeder Stunde des Jahres alle Energiebedarfe sicher befriedigt werden.

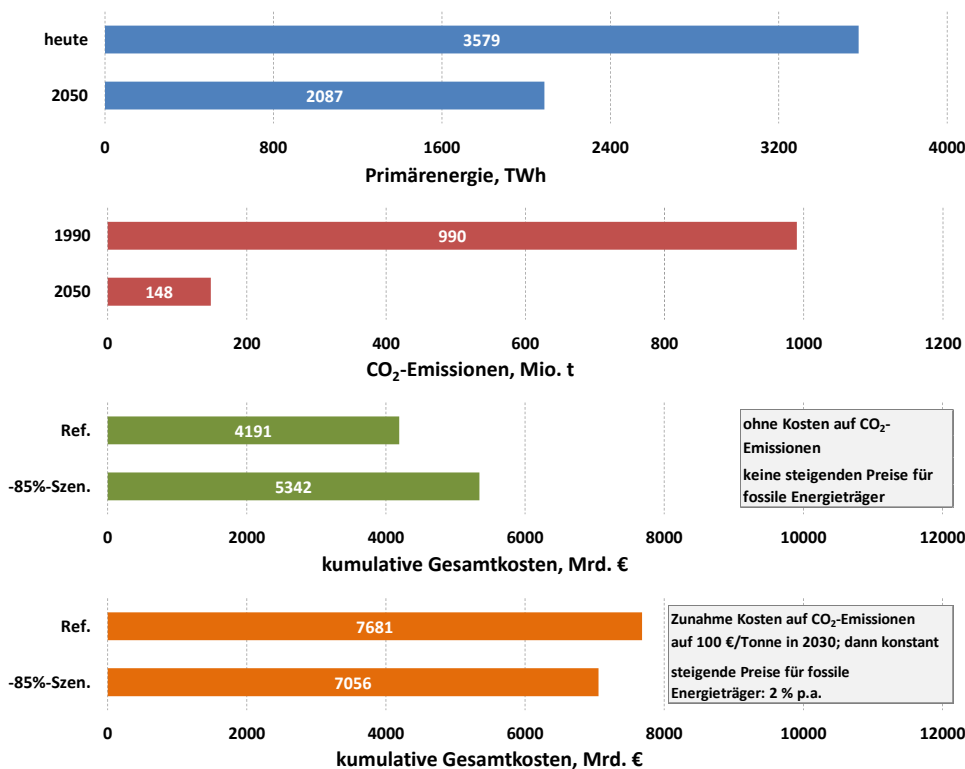


Abb. 1 Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung. Primärenergieverbrauch, CO<sub>2</sub>-Emissionen und kumulative Kosten für eines der untersuchten Szenarien (85 % Absenkung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bezogen auf 1990) im Vergleich zum Referenzfall eines unveränderten Weiterbetriebs des heutigen Energiesystems

In Abb. 1 sind zentrale Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst. Dafür wurde eines der untersuchten Szenarien, das zu einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 % bezogen auf das Jahr 1990 führt mit einem Referenzfall verglichen. Der Referenzfall bedeutet dabei das heutige Energieversorgungssystem, das unverändert bis 2050 weiter betrieben würde. Im Ergebnis nimmt das Primärenergieaufkommen für das 85%-Szenario um 42 % gegenüber heute ab. Die kumulativen

Kosten zum Betrieb und Erhalt des heutigen Energiesystems liegen um 27 % unter den vergleichbaren Kosten des 85%-Szenarios, wenn keine Kosten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden und Preise für fossile Energieträger nicht steigen. Steigen dagegen Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden auf 100 € pro Tonne im Jahr 2030 an und bleiben dann konstant auf diesem Wert und steigen zugleich die Preise für fossile Energieträger um 2 % pro Jahr, so liegen die Kosten zum Betrieb und Erhalt des heutigen Energiesystems um 8 % über den vergleichbaren Kosten des 85%-Szenarios.

Im Rahmen unserer hier dargestellten Arbeiten wurden unterschiedliche Transformationspfade auf Basis unterschiedlicher untersuchter Szenarien verglichen. Die Szenarien unterscheiden sich dabei hinsichtlich der in der Zukunft verwendeten Antriebskonzepte im Bereich der Mobilität, hinsichtlich des Umfangs der energetischen Sanierung von Gebäuden und hinsichtlich des Zeitpunkts, zu dem ein Ausstieg aus der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung erfolgt. Außerdem werden unterschiedliche Zielwerte der Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen – eine Minderung um 80 %, 85 % und 90 % bezogen auf den Referenzwert im Jahr 1990 – betrachtet. Nachfolgend werden wichtige Ergebnisse unserer Analyse in Kürze zusammengefasst.

Was die Struktur des zukünftigen Energieversorgungssystems betrifft, sind die wichtigsten Ergebnisse die Folgenden:

1. Die Untersuchung unterschiedlicher Szenarien zeigt, dass es etliche verschiedene Transformationspfade und Systemkonfigurationen gibt, die zu den anvisierten Minderungszielen energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen führen und bei denen die notwendigen installierten Leistungen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien innerhalb der technischen Potenzialgrenzen liegen.
2. Bei allen untersuchten Szenarien spielen fluktuierende erneuerbare Energien zur Stromerzeugung – also Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen – eine Schlüsselrolle der zukünftigen Energieversorgung. Diese Aussage gilt auch dann, wenn ein massiver Ausbau der Möglichkeit für Stromimport und Stromexport erfolgt. Allerdings liegen die notwendigen installierten Leistungen für die unterschiedlichen Szenarien weit auseinander in einem Bereich von summarisch 290 GW und knapp 540 GW. Der untere Wert gilt dabei für ein Szenario mit 80-prozentiger Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen und der obere Wert resultiert für das untersuchte Szenario mit einer Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 %.
3. Der stark wachsende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien macht eine zunehmend flexibel reagierende komplementäre Stromerzeugung ebenso notwendig wie eine flexibel reagierende Nachfrage nach Strom. Diese Flexibilisierung gelingt nur, wenn über die klassischen Anwendungen, in denen heute dominant Strom verwendet wird, hinaus neue Stromanwendungen insbesondere im Bereich der Gebäude und des Verkehrs hinzukommen. Zugleich impliziert die zunehmende Nutzung von Strom in diesen Bereichen, dass Verbrennungstechniken (Heizkessel, Verbrennungsmotoren) durch elektrische Maschinen (elektrische Wärmepumpen, Elektromotoren) ersetzt werden, die die Endenergie Strom effizienter in Nutzenergie (Wärme, Traktion) wandeln als auf Verbrennungsprozessen basierende Techniken die Endenergie Brenn- bzw. Kraftstoffe.
4. Bei allen untersuchten Szenarien nehmen die Erzeugung und der Verbrauch von Strom gegenüber heute, aufgrund der höheren Nachfrage in allen Sektoren, zu. Die Zunahme beträgt je nach Szenario zwischen 20 % und 40 %, und das obwohl im Bereich der klassischen Stromanwendungen wie

Beleuchtung, mechanische Antriebe usw. eine Verbrauchsreduktion durch Effizienzsteigerungen um 25 % angenommen wurde.

5. Eine Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um mindestens 80 % bezogen auf den Referenzwert im Jahr 1990, macht eine zunehmende Substitution fossiler Brennstoffe wie Gas oder Erdöl durch erneuerbar erzeugte Brennstoffe erforderlich. Entsprechend sind die CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele nicht erreichbar ohne die großflächige Installation von Anlagen zur Herstellung synthetischer Energieträger aus erneuerbarem Strom, also Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff, Methan oder flüssigen Brenn-/Kraftstoffen aus Wind- und Sonnenstrom. Auch hier schwankt die benötigte summarische installierte Leistung derartiger Anlagen stark in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios zwischen Werten von summarisch weniger als 80 GW bis 180 GW. Der untere Wert gilt für ein Szenario mit sehr hohem Ausbaugrad an Elektromobilität und der obere Wert für das Szenario mit einer Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 %.
6. Die Wärmeversorgung zeichnet sich durch eine starke Elektrifizierung aus und elektrische Wärmepumpen werden in nahezu allen untersuchten Szenarien zur wichtigsten Technik zur Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden. Dabei steigt der Anteil elektrischer Wärmepumpen umso stärker, je höher das Minderungsziel für energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen. Solarthermie deckt in allen untersuchten Szenarien anteilig den Bedarf an Niedertemperaturwärme in Gebäuden und der Industrie.
7. Szenarien mit einer deutlich erhöhten Sanierungsrate von Gebäuden gegenüber dem heutigen Wert der Sanierungsrate benötigen einen geringeren Ausbaugrad an Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und führen insgesamt zu niedrigeren Gesamtkosten als Szenarien mit moderater Sanierungsrate. Allerdings wird in allen untersuchten Szenarien mit Ausnahme des Szenarios mit einer Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 % das Gros des Gebäudebestands auf heutigen Neubaustandard, nicht jedoch auf einen Passivhausstandard saniert.
8. Ein beschleunigter Ausstieg aus der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2040 wirkt sich signifikant positiv auf das Erreichen der Klimaschutzziele im Bereich der Energieversorgung aus. Alle Szenarien mit einem beschleunigten Ausstieg führen dazu, dass die Klimaschutzziele kostengünstiger erreicht werden als bei ansonsten gleichen Szenarien mit einem nicht beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung. Werden auch in 2050 noch Kohlekraftwerke betrieben, so ist eine Absenkung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als 80 % nur sehr schwer erreichbar.
9. Zwischen Transformationspfaden mit einem Zielwert der Absenkung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 % und solchen mit einem Zielwert von 90 % ist ein Kipppunkt zu beobachten. Die im 90-%-Szenario nur noch sehr geringe verfügbare Menge an fossilen Energieträgern bedingt, dass eine sehr große Menge an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Sonne und Wind und eine große Menge an Speichern und Anlagen zur Erzeugung synthetischer Energieträger benötigt wird. Zugleich erfordert dieser Zielwert eine wesentlich weitergehende Sanierung des Gebäudebestands und führt dazu, dass im Bereich der Wärmeversorgung von Einzelgebäuden, die nicht über Fernwärme versorgt werden, nahezu ausschließlich elektrische Wärmepumpen eingesetzt werden.

10. Zeiten, in denen nur unzureichend erneuerbare Energien zur Stromversorgung zur Verfügung stehen – also Zeiten mit positiver Residuallast – erfordern, dass ausreichend Kraftwerke zur komplementären Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Diese werden mit einem Mix aus fossilen, biogenen und synthetisch hergestellten Energieträgern betrieben. Sie setzen sich – je nach Szenario in unterschiedlichem Verhältnis – aus Gas- und Dampfkombikraftwerken, Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken sowie Gasturbinenkraftwerken zusammen.

Hinsichtlich der Frage der Kosten der Transformation des Energiesystems sind die wichtigsten Ergebnisse die Folgenden:

1. Für den Fall langfristig bis 2050 gleichbleibender Preise für fossile Energieträger und langfristig niedriger Kosten für die Emission von CO<sub>2</sub> (also z. B. niedriger Handelspreise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate) liegen die kumulativen Gesamtkosten der kostengünstigsten der untersuchten Klimaschutzszenarien für den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 um rund 1100 Mrd. € (oder rund 25 %) höher als im Falle eines Weiterbetriebs des heutigen Energiesystems in unverändertem Zustand. Dieser Wert entspricht bei Umrechnung auf ein Jahr rund 0,8 % des heutigen Bruttoinlandsprodukts.
2. Die Kostensituation ändert sich in Abhängigkeit der Preisentwicklung für fossile Energieträger und der Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden. Liegt z. B. die Erhöhung der Preise für fossile Energieträger bei jährlich 3 %, so sind die kumulativen Gesamtkosten für eine Transformation des Energiesystems mit einem Minderungswert energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen von 85 % im Jahr 2050 praktisch gleich wie die Kosten für einen Weiterbetrieb des heutigen Systems. Ein ähnliche Wirkung hätte – bei als konstant angenommenen Preisen für fossile Energieträger – eine konstante Kostenbelastung von CO<sub>2</sub>-Emissionen mit 100 € pro Tonne.
3. Nach erfolgter und abgeschlossener Transformation sind die jährlichen Gesamtkosten eines Energiesystems mit signifikant (um 80 % bis 85 %) abgesenkten CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht höher als die vergleichbaren jährlichen Gesamtkosten unseres heutigen Energiesystems, die bei summarisch rund 250 Mrd. € für alle Endkunden liegen. Diese Aussage gilt bei heutigen Preisen für fossile Energieträger und heutigen Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen im Zertifikatehandel.

Alle hier gemachten Aussagen zu Kosten basieren ausschließlich auf den reinen Systemkosten, also allen Kosten, die durch Investitionen, deren Finanzierung, den Betrieb und die Wartung von Anlagen und den Kauf von fossilen und biogenen Energieträgern entstehen, d. h. es sind keine externen Kosten einbezogen worden.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive bedeutet die Transformation des Energiesystems eine signifikante Verschiebung von Geldflüssen, die heute für Energieimporte verwendet werden, zu Investitionen für Anlagen und Ausgaben für deren Betrieb, Erhalt und Wartung. Insofern bedingt ein transformiertes Energiesystem einen hohen Anteil zusätzlicher lokaler Wertschöpfung, der ebenfalls in den oben gemachten Aussagen zu Kosten keine Berücksichtigung findet.



Im November 2012 veröffentlichten wir die Studie »100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland« und im November 2013 die Studie »Energiesystem Deutschland – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien«. Zentrales Werkzeug, das als Basis für die Erstellung der Studien genutzt wurde, war das Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland). Das Modell erlaubte zu diesem Zeitpunkt die Kosten-Optimierung von Zielsystemen eines deutschen Energiesystems unter Vorgabe einer zulässigen Obergrenze der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. In den vergangenen zwei Jahren haben wir intensiv an der Weiterentwicklung von REMod-D gearbeitet. Die wichtigste Änderung betrifft dabei die Möglichkeit, ganze Transformationspfade der Systementwicklung von heute bis 2050 detailliert abzubilden und nach Kosten zu optimieren. Mit dieser neuen Studie veröffentlichen wir Ergebnisse von Untersuchungen, die wir mit dem erweiterten Modell durchgeführt haben.

## 1.1 Konzept der Studie

Die treibende Kraft für die Energiewende in Deutschland ist die politische Zielstellung einer massiven Absenkung der Treibhausgasemissionen, um den anthropogenen Klimawandel und damit dramatische Auswirkungen auf die Natur und die Bedingungen menschlichen Lebens und Wirtschaftens zu begrenzen. Das erklärte politische Ziel der deutschen Bundesregierung ist es, die Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % [2], nach Möglichkeit aber 95 % der Emissionen im Jahr 1990 abzusenken [3], [4]. Dieses Ziel wird von einem breiten gesellschaftlichen Konsens getragen. Die gesamten Treibhausgasemissionen betragen im Referenzjahr 1990 1215 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent (alle Treibhaus-relevanten Effekte werden hierfür in die klimaverändernde Wirkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen umgerechnet); in diesem Wert sind die CO<sub>2</sub>-Senken in Land- und Forstwirtschaft berücksichtigt. Für die Jahre vor 2050 sind ebenfalls Zielwerte der Reduktion formuliert, nämlich eine Reduktion um 40 % für das Jahr 2020, um 55 % für das Jahr 2030 und um 70 % für das Jahr 2040.

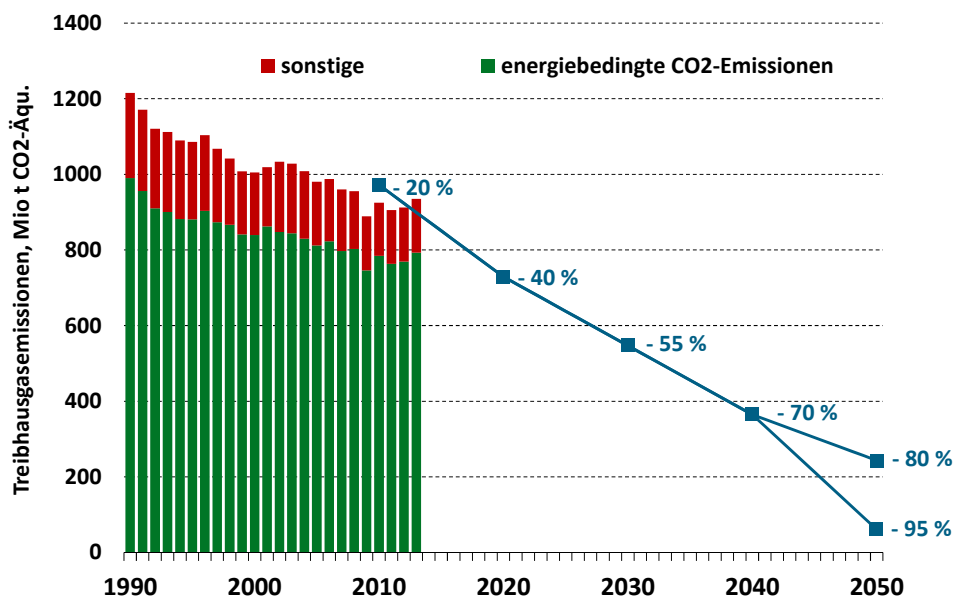


Abb. 2 Treibhausgasemissionen Deutschlands von 1990 bis 2013 und Zielwerte für die Jahre bis 2050 (blaue Punkte). Die grünen Balken stellen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen dar und die roten Balken sonstige Treibhausgasemissionen (basierend auf Daten in [1]). Die Minderungswerte in % beziehen sich auf den Bezugswert im Jahr 1990.

Der Wert der Treibhausgasemissionen in der Vergangenheit ist zusammen mit den genannten Zielwerten für den Zeitraum bis 2050 in Abb. 2 dargestellt.

Der größte Anteil der Treibhausgasemissionen entfällt auf energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen, nämlich knapp 990 Mio. Tonnen im Jahr 1990 und 793 Mio. Tonnen im Jahr 2013 (siehe grüne Balken in Abb. 2). Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen dürfen entsprechend im Jahr 2050 bei maximal 198 Mio. Tonnen liegen, um das Ziel einer Minderung um 80 % bezogen auf das Referenzjahr 1990 einzuhalten, wenn davon ausgegangen wird, dass energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen im gleichen Maße wie alle anderen Treibhausgasemissionen abgesenkt werden. Eine Absenkung um 95 % würde entsprechend zu einem Zielwert von 49 Mio. Tonnen führen. Der relative Anteil der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen an den Treibhausgasemissionen insgesamt ist im Zeitraum 1990 bis 2013 von rund 80 % auf 85 % angestiegen.

Ziel unserer Studie ist es einerseits zu untersuchen, wie ein deutsches Energiesystem im Jahr 2050 aussehen könnte, das mit den genannten politischen Zielen kompatibel ist. Andererseits wollen wir mit der aktuellen Studie die Frage beantworten, welche Transformationspfade hierfür denkbar sind und die Kosten der Transformation analysieren, um nach Möglichkeit solche Transformationspfade zu identifizieren, die zu möglichst niedrigen Transformationskosten führen. Um diese Frage zu beantworten haben wir eine Modellierung des deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung aller wichtigen Wandlungstechniken und unter Einbeziehung aller Verbrauchssektoren vorgenommen. Diese Modellierung haben wir verwendet um Jahr für Jahr die Entwicklung des Gesamtsystems zu betrachten, wobei als wesentliche Randbedingung vorgegeben ist, dass in jedem Jahr der Zielwert der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht überschritten wird – das System wandelt sozusagen auf dem »Klimapfad der Tugend«. Der besondere Fokus liegt bei unserem Ansatz demnach einerseits auf einer zeitlich aufgelösten, stundengenauen Betrachtung der Wechselwirkung von Energiebereitstellung und -verwendung über alle Sektoren hinweg und andererseits auf der Anwendung einer Optimierung, um kostenoptimale Systeme bzw. Transformationspfade zu ermitteln.

In Kapitel 2 gehen wir zunächst auf den Ist-Zustand der Energiebereitstellung und -verwendung in Deutschland ein und beschreiben die Methodik der Modellierung. Außerdem werden die wesentlichen Annahmen und Randbedingungen dargestellt. In Kapitel 3 werden ausgewählte Ergebnisse vorgestellt. Dabei analysieren wir zunächst die Systemzusammensetzung nach erfolgter Transformation für unterschiedliche Szenarien und führen anschließend für diese eine detaillierte Kostenbetrachtung durch. In Kapitel 4 wird ein ausgewähltes System detailliert in seiner zeitlichen Entwicklung betrachtet und die Energiebilanz im betrachteten Zieljahr 2050 analysiert.

## 1.2 Rückblick auf die Studien 2012 und 2013

Der Fokus der im November 2012 veröffentlichten Studie »100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland« [5] lag auf einer Modellierung und Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung. Nur diese beiden Sektoren des Gesamtenergiesystems waren zu dieser Zeit innerhalb des Modells REMod-D (Regenerative Energien Modell – Deutschland) enthalten. Das Modell erlaubte die Optimierung eines Zielsystems unter Maßgabe, dass keinerlei CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Bereitstellung von Strom und Wärme im Zieljahr (in der Regel 2050) erfolgen.

In der Folge wurde das Modell dahingehend erweitert, dass alle Verbrauchssektoren einschließlich Verkehr und Industrie in die Modellierung einbezogen wurden. Zugleich wurden auch fossile Energieträger in der Modellierung berücksichtigt, wobei als Randbedingung für die Optimierung Obergrenzen der vom Gesamtsystem verursachten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgegeben wurden. Nach wie vor war Ziel der

Optimierung ein Zielsystem und nicht ein Transformationspfad. Ergebnisse von verschiedenen Szenariorechnungen, die mit dem erweiterten Modell durchgeführt wurden, waren Inhalt der im November 2013 veröffentlichten Studie »Energiesystem Deutschland – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien« [6]. In der Studie wurde eine Systemkonfiguration, die zu 80 % Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zum Referenzwert des Jahres 1990 führt, im Detail dargestellt. Wichtigste Ergebnisse waren einerseits Daten zu den notwendigen Mengengerüsten für Schlüsselkomponenten eines klimaschutzkompatiblen zukünftigen Energiesystems – also für Windenergieanlagen, Solaranlagen, Speicher, energetische Sanierung von Gebäuden und Weitere – und andererseits Ergebnisse zu den jährlichen Gesamtkosten eines zukünftigen Energiesystems. Im Ergebnis zeigte sich, dass ein zukünftiges, klimaschutzkompatibles Energiesystem nach erfolgtem Umbau zu ähnlichen jährlichen Gesamtkosten führt wie unser heutiges System.

## 2 Ausgangssituation und methodisches Vorgehen

In diesem Kapitel wird die Ausgangssituation des deutschen Energiesystems, basierend auf Daten aus dem Jahr 2013, kurz skizziert und im Weiteren das methodische Vorgehen dargestellt. Dabei werden auch alle wesentlichen Annahmen und Randbedingungen der Rechnungen benannt. Sämtliche Werte von Wandlungswirkungsgraden, Effizienzwerten usw. der eingesetzten Technologien sowie der spezifischen Kosten finden sich im Anhang.

### 2.1 Energieverbrauch und energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands

Im Jahr 2013 betrug das Primärenergieaufkommen Deutschlands 3841 TWh [7]. Davon wurden, wie in Abb. 3 dargestellt, 262 TWh für nicht-energetische Anwendungen verwendet, also insbesondere als Rohstoffe für die chemische Industrie, und 3579 TWh wurden für Energieanwendungen genutzt. Die Zusammensetzung der Energieträger ist ebenfalls in Abb. 3 gezeigt. Der Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieaufkommen, das für Energieanwendungen genutzt wurde, lag dabei bei rund 12 %, während der Anteil fossiler Energieträger rund 80 % betrug und der Anteil der Kernenergie rund 8 %.

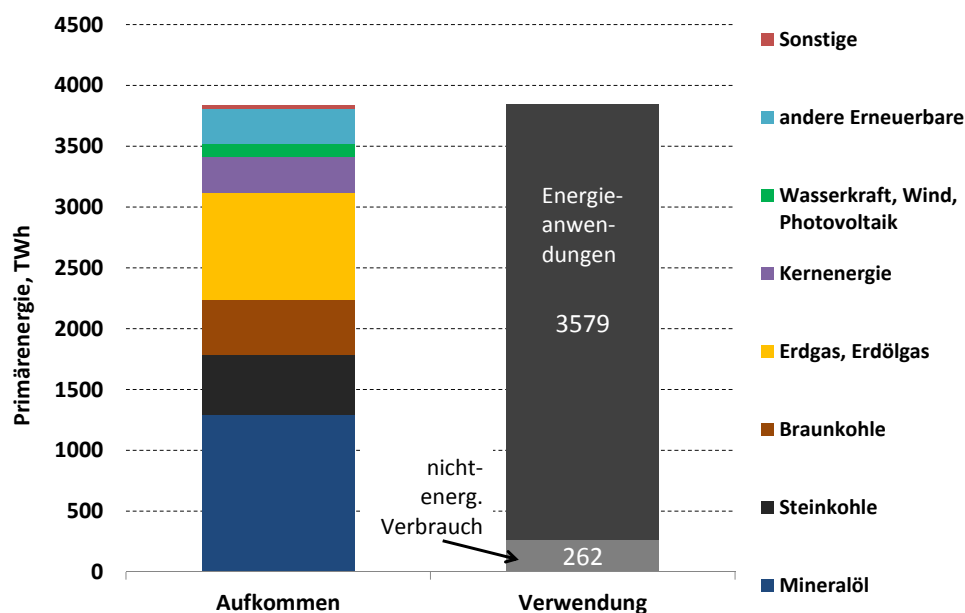


Abb. 3 Primärenergieaufkommen und -verwendung Deutschlands im Jahr 2013 (eigene Darstellung unter Verwendung von Daten aus [7])

Von dem für Energieanwendungen genutzten Primärenergieaufkommen wurden 2575 TWh als Endenergie den unterschiedlichen Verbrauchern zugeführt und der Eigenverbrauch sowie Verluste des Energiesektors (einschl. statistischer Differenzen) betragen 1004 TWh (rund 28 %). Die Aufteilung der Endenergie auf die Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Haushalte zeigt Abb. 4. Endenergie wird den Endverbrauchern in Form von elektrischem Strom, Brenn- und Kraftstoffen und Fernwärme bereitgestellt. Der Anteil von Strom an der bereitgestellten Endenergie liegt bei 20 % (siehe rechter Balken in Abb. 4). Die Verwendung der Endenergie verteilt sich zu nahezu gleichen Anteilen von rund je 28 % auf die Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalte sowie zu rund 15 % auf den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Der relative Anteil von Strom an der genutzten Endenergie ist in der Industrie am größten und im Verkehr äußerst klein. Lediglich im Bereich des schienengebundenen Verkehrs (Bahn, öffentlicher Personennahverkehr)

wird in erster Linie Strom verwendet, während beim straßengebundenen Verkehr sowie für Schifffahrt und Luftfahrt Kraftstoffe dominieren.

Ausgangssituation und methodisches Vorgehen

In Abb. 5 ist die Zusammensetzung der Endenergie nach Nutzungsarten dargestellt; der rechte Balken in der Abbildung zeigt dabei den jeweiligen Anteil von Strom an der für die unterschiedlichen Nutzungsarten verwendeten Endenergie. Die Nutzungsarten Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechniken (IKT) sowie Kälteanwendungen (Klimakälte, Prozesskälte) zeichnen sich durch eine weitgehende Verwendung von Strom als Endenergie aus, während im Bereich der Wärmeanwendungen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) Strom nur eine kleine Rolle spielt. Auch die Nutzung als »mechanische Energie« ist heute durch Kraftstoffe dominiert, da in diese Nutzungsart der große Bereich des Verkehrs fällt, während die Stromnutzung in der Nutzungsart »mechanische Energie« insbesondere auf Pumpen, Fördermaschinen und Antriebe entfällt.

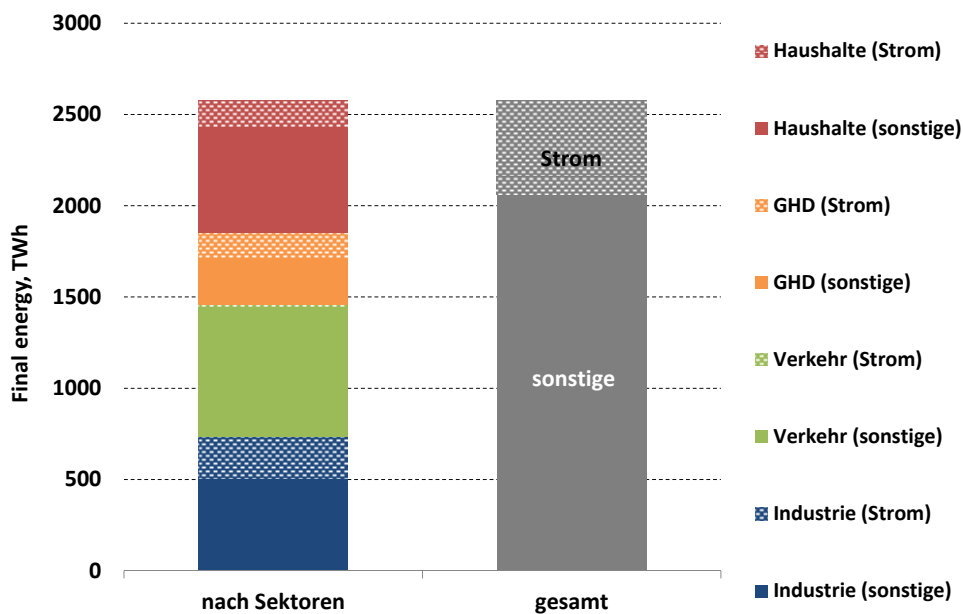


Abb. 4 Zusammensetzung der Endenergienutzung nach Verbrauchssektoren für Deutschland im Jahr 2013 (eigene Darstellung unter Verwendung von Daten aus [7]) (GHD: Gewerbe/Handel/Dienstleistungen)

Strom: Endenergie Strom  
sonstige: andere Endenergieträger (Brenn- und Kraftstoffe, Fernwärme)

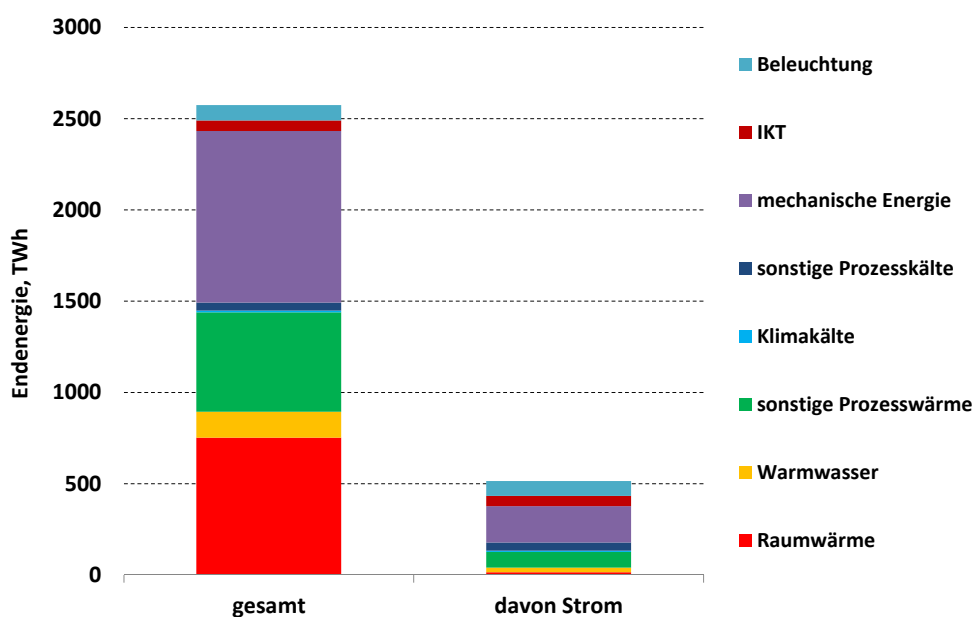


Abb. 5 Zusammensetzung der Endenergie nach Nutzungsarten für Deutschland im Jahr 2013 (eigene Darstellung unter Verwendung von Daten aus [7]) (IKT: Informations- und Kommunikationstechniken)

Abb. 6 zeigt die verwendete Endenergie in einer geänderten Aufschlüsselung. Hier haben wir die Daten aus [7] in anderer Form zusammengestellt, um eine bessere Vergleichbarkeit mit unseren Ergebnissen herzustellen (siehe hierzu die Ergebnisse in Abschnitt 4.4). In der Darstellung wurden die Endenergiemengen folgenden modifizierten vier Nutzungsbereichen zugeordnet:

- Niedertemperaturwärme – also Raumwärme und Warmwasser – in Gebäuden (sowohl Wohngebäude als auch Gewerbe- und Industriegebäude) (in Abb. 6 als »Wärme Gebäude« bezeichnet),
- sonstige Prozesswärme, also insbesondere Prozesswärme in Gewerbe und Industrie (als »sonstige Prozesswärme« bezeichnet),
- Verkehr (als »Verkehr« bezeichnet) und
- Anwendungen, die heute überwiegend oder vollständig durch Strom abgedeckt werden, also Beleuchtung, Klimakälte und Prozesskälte, Informations- und Kommunikationstechniken und strombasierter Schienenverkehr (als »klassische Stromanwendungen« bezeichnet)

Diese Aufschlüsselung macht deutlich, dass heute nur zu sehr kleinen Anteilen Strom als Endenergie in den Nutzungsbereichen »Verkehr« (rund 2 % der insgesamt in diesem Nutzungsbereich genutzten Endenergie) und »Wärme Gebäude« (4 %) Verwendung findet. Beim Nutzungsbereich »sonstige Prozesswärme« beträgt der Stromanteil 16 %. Bei den klassischen Stromanwendungen wird dagegen mit 91 % der insgesamt in diesem Nutzungsbereich genutzten Endenergie dominant Strom verwendet. Lediglich einige Kälteanlagen nutzen Brennstoffe oder Wärme (z. B. in Absorptionskälteanlagen).

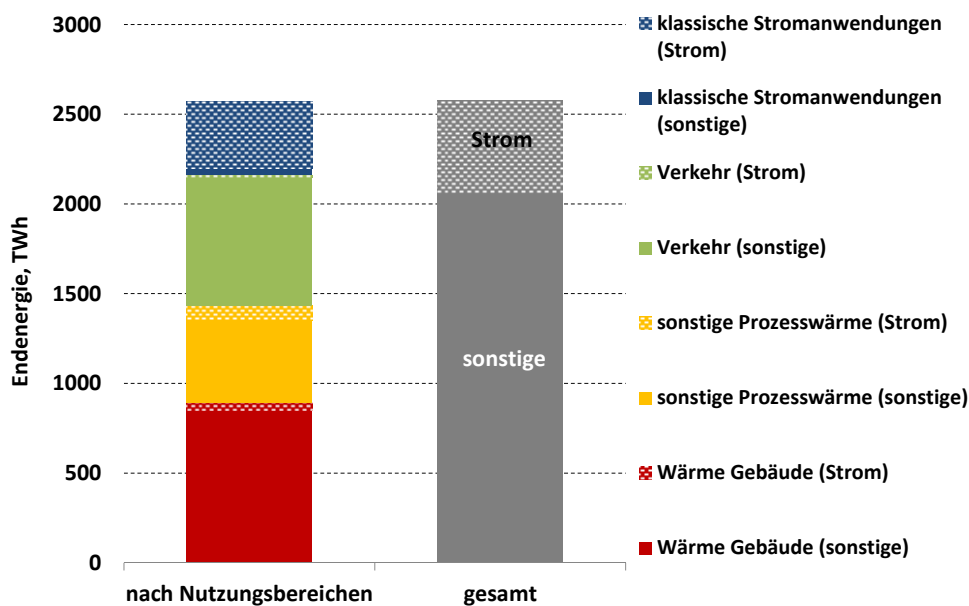


Abb. 6 Zusammensetzung der Endenergienutzung nach modifizierten Nutzungsbereichen für Deutschland im Jahr 2013 (eigene Darstellung unter Verwendung von Daten aus [7])  
Strom: Endenergie Strom  
sonstige: andere Endenergieträger (Brenn- und Kraftstoffe, Fernwärme)

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands betragen im Jahr 2013 rund 793 Mio. Tonnen und stellten damit einen Anteil von knapp 85 % an den gesamten Treibhausgasemissionen dar [1]. Die Zusammensetzung der Herkunft der Emissionen nach verschiedenen Sektoren ist in Abb. 7 dargestellt; hier deckt sich die Sektoraufteilung in den Daten des Umweltbundesamtes (UBA) nicht mit derjenigen, die in den Energiedaten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) verwendet wird. Der größte Einzelanteil der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen wird mit rund 45 % durch die Energiewirtschaft (Stromversorger) verursacht. Obwohl Strom nur rund 20 % der Endenergie ausmacht ist der Anteil an den CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Grund der großen Verluste und des Eigenverbrauchs im Kraftwerkssektor deutlich höher. Verkehr

ist für rund 20 % der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, wobei der Straßenverkehr bei weitem den größten Anteil ausmacht. Rund 18 % entfallen auf Gewerbe, öffentliche Hand und Haushalte. Hier spielen Brennstoffe für Raumwärme und Warmwasser die größte Rolle; die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Grund des Strombedarfs dieser Sektoren sind in dieser Darstellung in den Emissionen der Energiewirtschaft enthalten. Weitere 16 % entfallen auf die herstellende Industrie und die Bauwirtschaft, wobei auch hier die CO<sub>2</sub>-Emissionen des von diesen Sektoren bezogenen Stroms in den Werten der Energiewirtschaft enthalten sind. Im Wesentlichen sind diese Emissionen demnach durch Brennstoffe verursacht, die für industrielle Prozesse verwendet werden.

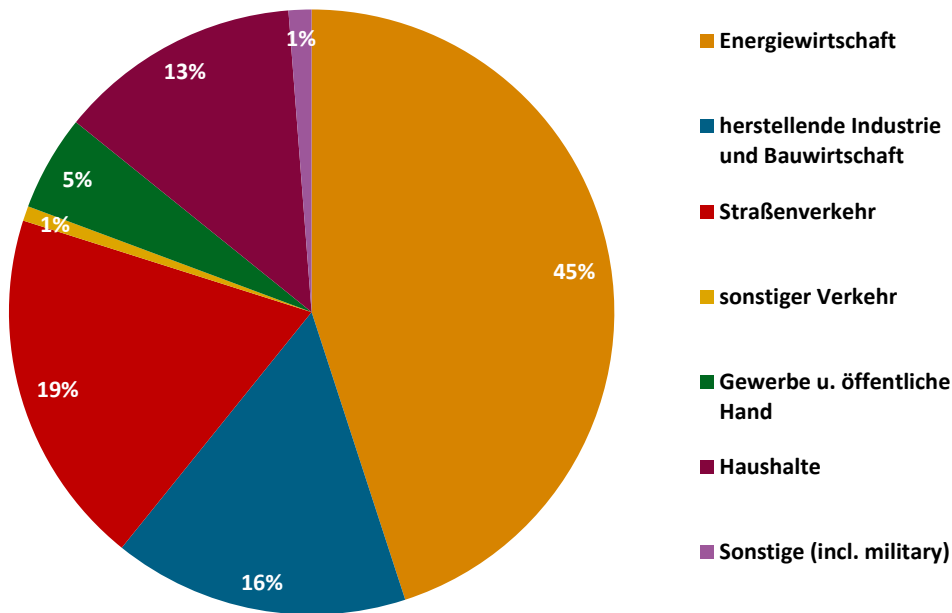


Abb. 7 Zusammensetzung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands im Jahr 2013 (eigene Darstellung unter Verwendung von Daten aus [1])

## 2.2 Grundsätzliches Vorgehen: Annahmen und Randbedingungen

Zunächst erläutern wir das grundsätzliche methodische Vorgehen, das verwendet wurde um die Leitfrage dieser Untersuchung adäquat zu beantworten, also die Frage nach einer kostenoptimalen Transformation des deutschen Energiesystems unter Einbeziehung aller Energieträger und aller Verbrauchssektoren, mit der die beschlossenen Klimaschutzziele – insgesamt und auf der Zeitachse – erreicht werden. Das von uns gewählte Vorgehen hierzu ist – in aller Kürze – das Folgende:

- Wir simulieren Stunde für Stunde das gesamte deutsche Energiesystem unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Energieträgern, Wandlern und Speichern sowie den Verbrauchssektoren Strom (originäre Stromanwendungen), Wärme, Verkehr und industrielle Prozesswärme. Bedingt durch die Komplexität des Systems wird hierbei mit etlichen Vereinfachungen und hoher Aggregation von Einzelverbrauchern gearbeitet. Die Modellierung beginnt am 1. Januar 2014 und endet am 31. Dezember 2050. In jeder Stunde müssen alle Energieanforderungen aller Verbraucher gedeckt werden – die Energiebilanz muss »aufgehen« und Versorgungssicherheit gewährleistet sein.
- In jedem Jahr kann sich die Systemzusammensetzung ändern. Hier ist zwischen Ausbau und Ersatz zu unterscheiden. So können z. B. Windenergieanlagen zugebaut werden, so dass am Ende des Jahres in Summe mehr Anlagen installiert sind als zu Beginn des Jahres. Gleiches gilt für viele weitere

Komponenten des Systems (Wandler, Speicher). Zugleich müssen Altanlagen, die ihre Lebensdauer erreicht haben, ersetzt werden – oder sie fallen ersatzlos weg, wenn sich dies aus Systemsicht als günstiger erweist. Bei anderen Systemkomponenten wie Anlagen zur Wärmeversorgung oder Kraftfahrzeugen ist die Anzahl der Anlagen oder Einheiten dagegen von außen vorgegeben. Es werden z. B. exakt so viele Heizungsanlagen benötigt, dass alle Gebäude ausreichend mit Wärme versorgt werden – es macht aber keinen Sinn darüber hinaus mehr Anlagen zu installieren. Innerhalb der Optimierung des Systems kann sich jedoch die Zusammensetzung der verwendeten Techniken ändern. Fallen z. B. in einem Jahr 800.000 Heizungsanlagen altersbedingt weg, so können diese durch gleichartige oder aber auch andersartige Anlagen ersetzt werden. Diese Zusammensetzung und ihre zeitliche Entwicklung ist insofern ebenso Ergebnis der Optimierung wie z. B. die Entscheidung über Zubau von Windenergieanlagen oder der Umfang energetischer Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand.

- Wir haben als Zielfunktion für die Optimierung der Entwicklung des Gesamtsystems die kumulierten Gesamtkosten für die Energieversorgung von 2014 bis 2050 gewählt. In diesen Kosten sind folgende Kostenpositionen enthalten: Investitionen für Ausbau, Umbau und Ersatz von Systemkomponenten; Finanzierungskosten zur Finanzierung der Investitionen; Betriebs- und Wartungskosten für alle Anlagen; und die Kosten für fossile und biogene Energierohstoffe. Dabei haben wir allerdings berücksichtigt, dass auch ein System, das nicht umgebaut wird Investitionen erfordert und diese Investitionen entsprechend wieder abgezogen. Um ein Beispiel zu geben: wird ein Gaskessel in einem Gebäude aus Altersgründen ausgetauscht, so wäre der Referenzfall, dass ein gleichartiger Gaskessel installiert wird. Wird nun in unserer Optimierung stattdessen eine Wärmepumpe installiert, so bedingt dies eine höhere Investition. In der Kostenermittlung wurden deshalb nur die Differenzkosten aus Wärmepumpe und Gaskessel angesetzt, um nur die Mehrkosten des optimierten, klimaschutzkompatiblen Systems im Vergleich zu einem sich nicht verändernden Referenzsystem zu erfassen. Entsprechend wurde bei Kraftfahrzeugen vorgegangen; auch hier wurden nur die jeweiligen Mehrkosten eines neuartigen Fahrzeugkonzeptes gegenüber der Referenztechnologie – Verbrennungsmotor mit fossilem Kraftstoff – betrachtet. In der Kostenanalyse folgt aus diesem Vorgehen, dass die ermittelten Kosten des klimaschutzkompatiblen Systems direkt mit den Kosten des Referenzsystems verglichen werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch das Referenzsystem Ersatzinvestitionen benötigt, da Altanlagen nach Ende ihrer Lebensdauer durch gleichartige neue Anlagen ersetzt werden müssen.
- Um kostengünstige Transformationspfade zu identifizieren, werden viele Simulationsläufe mit unterschiedlichen Systemzusammensetzungen bzw. Entwicklungspfaden der Systemzusammensetzung durchgeführt. Unter Verwendung eines Optimierers werden peu à peu diejenigen Pfade ermittelt, bei denen die Zielfunktion, also die kumulativen Gesamtkosten, minimale Werte annehmen. Am Ende steht eine kostenminimale Variante, wobei auf Grund der Nichtlinearität der Problemstellung keine Garantie besteht, dass das absolute Minimum in dem hochdimensionalen Parameterraum (mit bis zu 2000 unabhängigen Variablen) gefunden wird. Der Lösungsraum weist viele unterschiedliche Lösungen – Entwicklungspfade der Transformation – auf, die zu relativ ähnlichen kumulativen Gesamtkosten führen.

Die detaillierte Funktionsweise des Modells, wichtige Randbedingungen und die für die Optimierung definierte Zielfunktion werden in den nachfolgenden Kapiteln vorgestellt.



## 2.2.1 Simulationsmodell und Betriebsführung

Das Simulations- und Optimierungsmodell REMod-D-TRANS dient, wie weiter oben bereits erläutert, der Berechnung der Transformation des heutigen deutschen Energiesystems hin zu einem Zielsystem im Jahr 2050. Es basiert auf einer erweiterten Version des Modells REMod-D [8].

Die grundlegende Funktionsweise des Modells REMod-D basiert auf einer kostenbasierten Strukturoptimierung eines deutschen Energieversorgungssystems dessen energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen einen vorgegebenen Zielwert bzw. Zielpfad nicht überschreiten. Ziel der Optimierung ist es, kostenminimal alle relevanten Erzeuger, Wandler und Verbraucher so zu dimensionieren, dass in jeder Stunde die Energiebilanz des Gesamtsystems erfüllt ist.

Ausgangssituation und methodisches Vorgehen

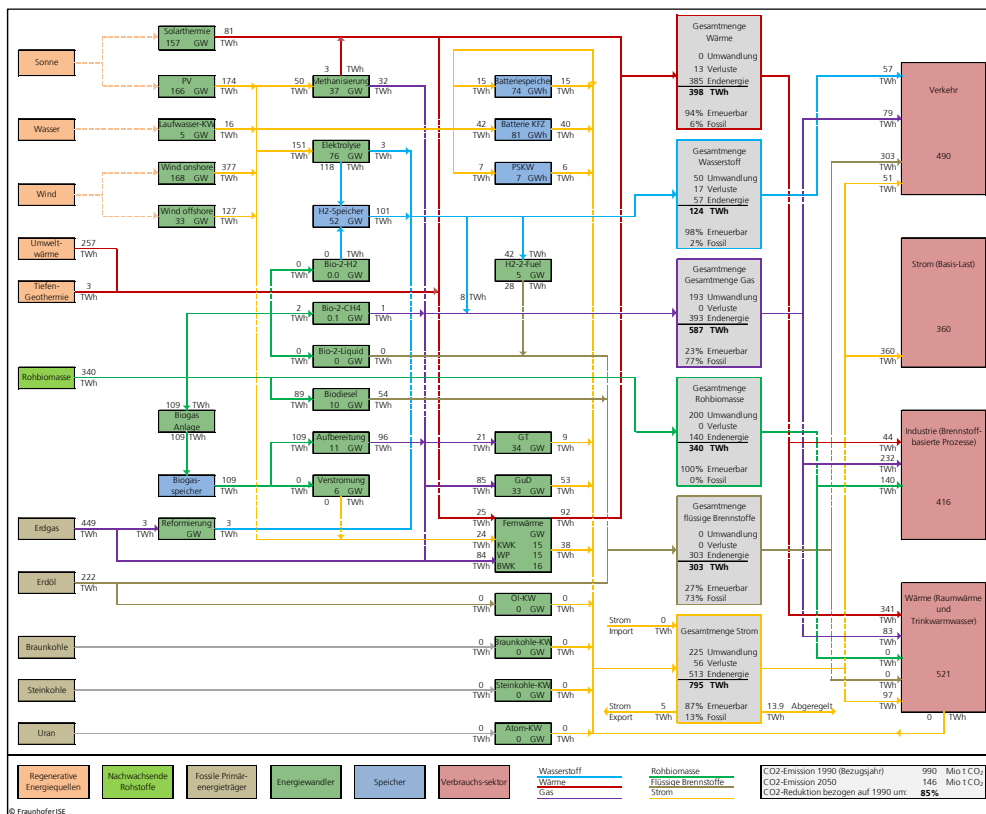


Abb. 8 Schema des Energiesystems, wie es im Simulationsmodell REMod-D abgebildet ist. Die Darstellung zeigt alle Wandlungspfade von fossiler Primärenergie bzw. erneuerbaren Energien bis zu den jeweiligen Verbrauchssektoren. (Zahlenwerte beispielhaft für in Kapitel 4 detailliert beschriebenes Szenario mit einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 %)

Als Stromerzeuger sind konventionelle Kraftwerke mit Braun- und Steinkohle als Brennstoff, Kernkraftwerke, ölbefeuerte Kraftwerke, Gasturbinen, Kraft-Wärme-kopplungsanlagen und Gas- und Dampfkraftwerke implementiert. Erneuerbarer Strom kann im Modell aus Windkraftanlagen an Land und auf See, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken gewonnen werden. Biomasse kann in unterschiedlichen Nutzungspfaden entweder direkt oder nach Umwandlung in einen anderen Energieträger verwertet werden. So kann z. B. Holz in Kesseln für die Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet werden oder zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme im Gebäudesektor. Als Anlagen zur Umwandlung von Biomasse sind Biogasanlagen, Vergaser-Anlagen mit anschließender Synthetisierung in Wasserstoff, Methan oder flüssige Brennstoffe und Biodieselanlagen implementiert. Als Speicher stehen dem System elektrische Energiespeicher in Form von stationären und mobilen (in Kfz) Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Zusätzlich werden Wasserstoffspeicher und thermische Warmwasserspeicher in verschiedenen Größenordnungen berücksichtigt. In Bezug auf Methanspeicher wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die heute bereits existierenden Speicherkapazitäten (inklusive

Netz ca. 210 TWh [9]) dem System auch in Zukunft zur Verfügung stehen. Sie werden demnach nicht in der Optimierung berücksichtigt. [8]

Die Energienachfrageseite wird in vier Gruppen entsprechend den in Abschnitt 2.1 eingeführten modifizierten Nutzungsbereichen unterteilt: Verkehr, originäre Stromanwendungen, Gebäudewärme (sowohl Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude und Industriegebäude) und Prozesswärme in der Industrie. Hierbei wird der Verkehrssektor im Detail durch PKW und LKW mit jeweils sieben Fahrzeugkonzepten abgebildet. Rein bilanziell, d.h. nicht zeitlich aufgelöst, werden die Energienachfrage der Luftfahrt, Schifffahrt und die des brennstoffbasierten Bahnverkehrs berücksichtigt. Die Basisstromlast wird über Lastprofile basierend auf den Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber abgebildet, die um die Stromlast für Heizungsanlagen reduziert wurde. Diese Last wird modellendogen berechnet und ist somit nicht Teil der Basislast. [8]

Der Gebäudesektor ist mit 18 möglichen Heizwärmeversorgungstechniken implementiert. Jede dieser Heizungstechniken kann optional durch einen Wärmespeicher und optional durch eine Solarthermieanlage ergänzt werden. Abb. 9 zeigt beispielhaft das System »elektrische Sole-Wärmepumpe«, also das einer Sole-Wasser-Wärmepumpe mit Erdreich als Wärmequelle. Dargestellt sind die möglichen Energieflüsse zwischen den einzelnen Systemkomponenten. Thermische Speicher können sowohl über Solarthermie, als auch mit Wärme aus Überschussstrom (direkt oder über die Wärmepumpe), beladen werden. Letzteres ermöglicht eine flexible Nutzung von Strom bei negativer Residuallast. Umgekehrt kann bei positiver Residuallast und gleichzeitigem Wärmebedarf die Wärmepumpe ausgeschaltet und der Speicher entladen werden.

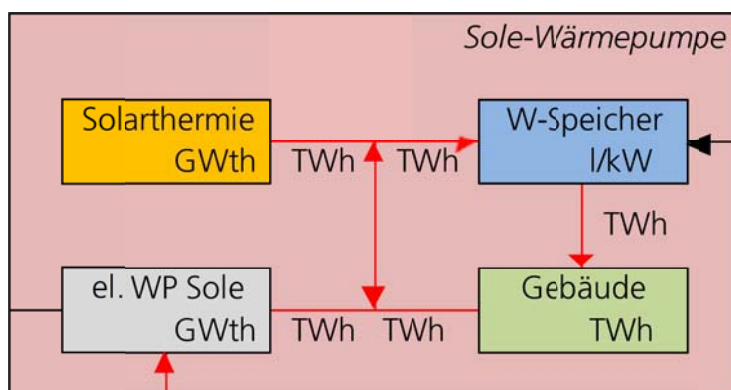


Abb. 9 Schematischer Aufbau der Heizungssysteme am Beispiel einer erdreichgekoppelten, elektrischen Wärmepumpe (rote Linien = Wärme, schwarze Linie = Strom)

Die Energienachfrage der Industrie ist abgeleitet aus den statistischen Daten des Bundeswirtschaftsministeriums [7] und bezieht sich auf die brennstoffbasierte Energiebereitstellung für Prozesswärme. Die Stromnachfrage der Industrie ist in der Basisstromlast erfasst. Abb. 8 zeigt in schematischer Darstellung das in REMod-D abgebildete Energiesystem, wobei die Details der Nutzungsseite (z. B. Vielfalt der Heizungssysteme, Vielfalt der Antriebskonzepte für Fahrzeuge) in der Darstellung nicht enthalten sind. [8]

Das Modell REMod-D basiert auf einfachen physikalischen Modellen aller enthaltenen Komponenten. Zentraler Bestandteil ist dabei der Austausch von Energie über das Stromsystem. Eine nach der Einspeisung von erneuerbarem Strom noch zu deckende Last, wird durch die Erzeugung von Strom aus Anlagen unterschiedlicher Sektoren ausgeglichen. Überschüssiger Strom hingegen kann gespeichert und/oder in unterschiedliche Energieformen (chemisch und thermisch) gewandelt und somit für alle Sektoren zugänglich gemacht werden. Der Betrieb der stromerzeugenden und stromverwendenden Anlagen bei positiver bzw. negativer Residuallast folgt einer festgelegten Betriebsführungsstrategie. Die Reihenfolge der Nutzung der

Komponenten in dieser Betriebsführung folgt dem Pfad der höchsten Energieeffizienz bei gleichzeitig niedrigsten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Abb. 10 zeigt die verschiedenen Stufen zur Erzeugung bzw. Verwertung von Strom bei positiver bzw. negativer Residuallast im System. Zur Deckung positiver Residuallasten werden nach der Verwendung von elektrischen Speichern und Biogas-BHKW zunächst KWK-Anlagen betrieben und die entstehende Wärme dazu genutzt thermische Speicher zu beladen bzw. Wärmelasten zu decken, sofern diese zeitgleich vorliegen. Weiterer Bedarf wird durch den Betrieb von GuD-Kraftwerken und KWK-Anlagen im »nur-Strom-Modus« gedeckt. Die restliche Last wird durch hochflexible Gas- und Ölturbinen und mit Hilfe der verbleibenden, flexibel einsetzbaren Leistung der konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerke gedeckt. In Modellrechnungen, in denen auch der Import von Strom betrachtet wird, kann dieser am Ende der Einsatzkaskade mit einer zuvor definierten maximalen Leistung ebenfalls zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. [8]

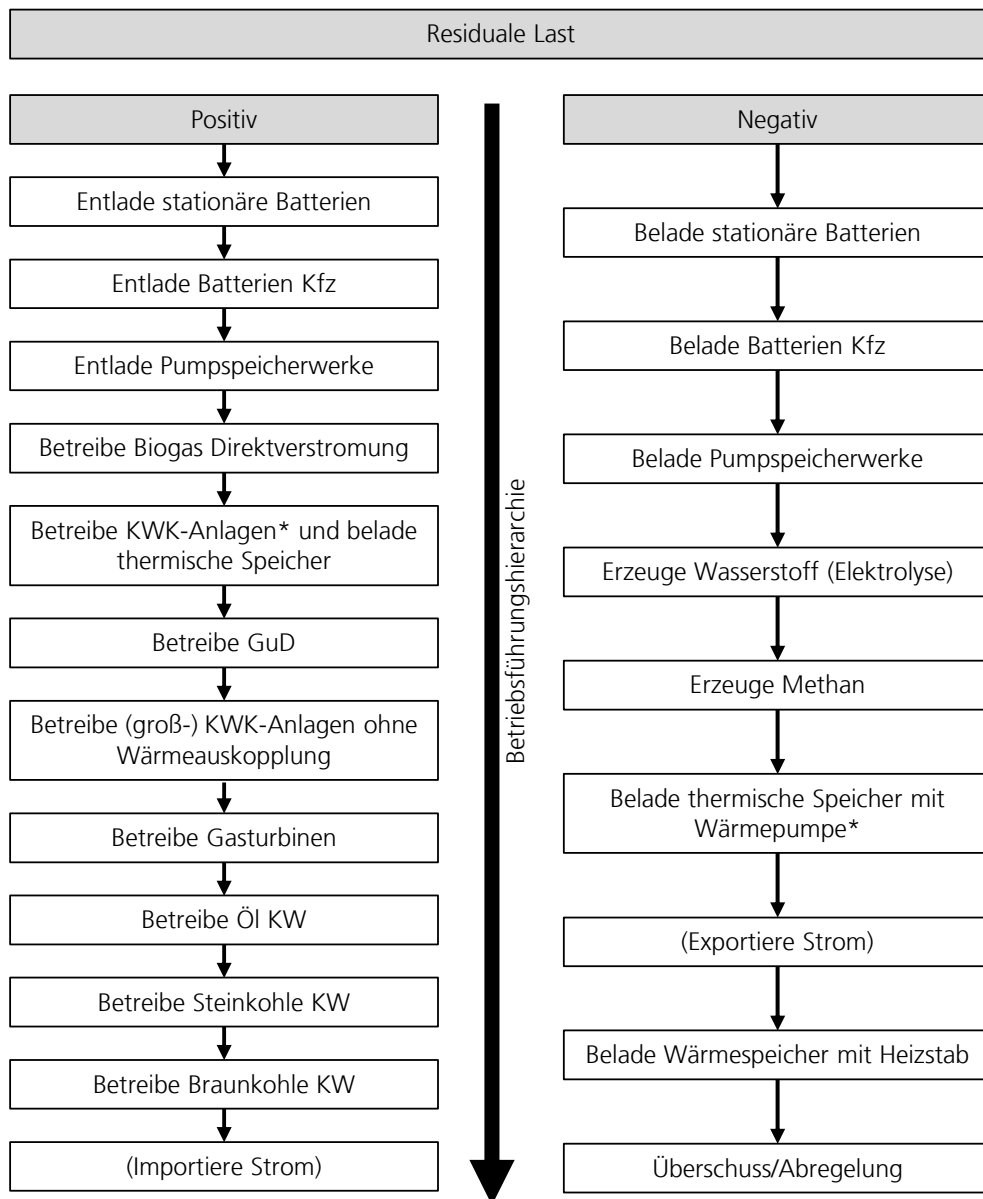


Abb. 10 Betriebsführungsreihenfolge bei positiver (links) und negativer (rechts) Residuallast. Quelle: [8]

\*KWK-Anlagen/Wärmepumpen werden innerhalb dieses Blocks ihrer Effizienz nach geordnet, d.h., Großanlagen mit höherem Wirkungsgrad werden zu erst betrieben

Maßgeblich für die verschiedenen Residuallastzustände während der Simulation ist der Einfluss des Wetters. Um diesen adäquat abzubilden, werden im Rahmen der Rechnungen drei reale Datensätze der Jahre 2011–2013 verwendet. Die im Modell verwendeten Wetterdaten zur Berechnung der Einspeise- und Lastprofile basieren auf öffentlich zugänglichen Daten des Deutschen Wetterdienstes [10], [11]. Verarbeitet werden im Modell Wetterdaten aus zwei verschiedenen Referenzstandorten in Deutschland, Braunschweig für Norddeutschland und Würzburg für Süddeutschland. Von beiden Standorten werden stündliche Außentemperaturwerte und Strahlungsdaten verwendet. Zur Berücksichtigung stochastischer Effekte werden für die Berechnung des Wetters im Betrachtungszeitraum von 2014 bis 2050 die verfügbaren Wetterjahre der Jahre 2011, 2012 und 2013 zu Beginn der Rechnungen zufällig auf den Zeitraum von 2014 bis 2050 verteilt. Jede iterative Berechnung eines Transformationspfads innerhalb einer Optimierung verwendet dann diese Sequenz in immer gleicher Form. Damit wurde für den gesamten Zeitraum 2014–2050 ein konsistenter Datensatz erstellt, der als Basis für die Errechnung der Stromerzeugung aus Solarenergie und Wind dient, mit dem die Heizlast des Gebäudesektors berechnet wird und der als Basis für die Wärmeerzeugung aus solarthermischen Anlagen verwendet wird. Der reale Verlauf der Stromverbrauchsdaten dieser Jahre wird ebenso in der gleichen Sequenz verwendet, um eine adäquate Korrelation zwischen dem Verlauf der Basisstromlast und dem Verlauf der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen, der durch den Verlauf der meteorologischen Größen bestimmt ist, sicherzustellen. [8]

## 2.2.2 Kostenannahmen und Zielfunktion

Die technologiespezifischen Anlagenkosten werden, in Abhängigkeit des betrachteten Jahres, einer exogen vorgegebenen Kostenfunktion entnommen. Bei der Bestimmung dieser Kostenfunktion wurden die in der Tabelle 3 in Anhang 1 angegebenen Werte jeder Technologie für das Startjahr 2015 und das Zieljahr 2050 als Anfangs und Endwert verwendet; hierfür wurden jeweils unterschiedliche Datenquellen genutzt, die in der Tabelle 3 in Anhang 1 entsprechend angegeben werden. Beispielhaft ist der Kurvenverlauf der spezifischen Kosten von Photovoltaikanlagen in Abb. 4 dargestellt. Der Kurvenverlauf orientiert sich dabei grundsätzlich an Studien, die sich mit dem Kostendegressionsverhalten der jeweiligen Technologien auseinandergesetzt haben. Als Ergebnis steht dem Modell für jedes Jahr ein spezifischer Kostenwert in  $\text{€}_{2013}/\text{kW}$  zur Verfügung.

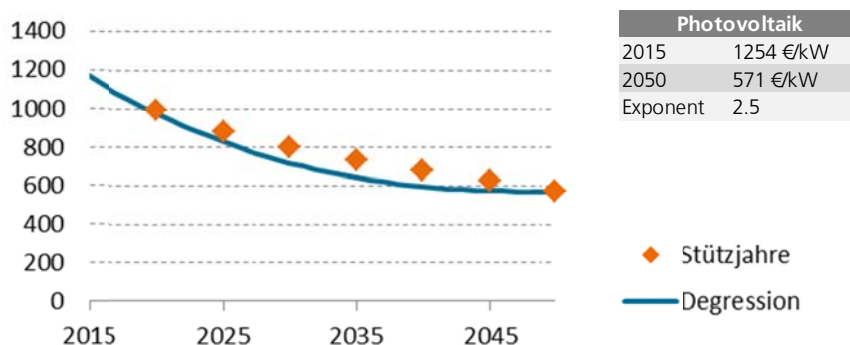


Abb. 11 Kostenverlauf von Photovoltaikanlagen bis zum Jahr 2050. Quelle: [8] basierend auf [12].

Neben den Kostenbetrachtungen für Komponenten wie Wandler oder Speicher, bei denen die spezifischen Kosten bezogen auf die thermische oder elektrische Leistung bzw. Kapazität der Anlagen verwendet werden, werden im Modell auch Kosten für Energieeinsparmaßnahmen im Gebäudesektor durch energetische Sanierung berücksichtigt. Hierbei werden nur energiebedingte Mehrkosten der Sanierung berücksichtigt, die sich aus der Differenz der Vollkosten und den ohnehin für eine

Sanierung zum Erhalt des Gebäudes anfallenden Kosten ergeben. Grundlage ist das sogenannte Kopplungsprinzip, welches besagt, dass eine energetische Sanierung eines Bauteils nur dann durchgeführt wird, wenn das Bauteil sowieso saniert werden muss (vgl. [13]; [14]; [15]). Für energetisch sanierte Gebäude wurde in der Modellierung von zwei energetischen Standards ausgegangen, die mit den Begriffen »vollsaniiert« und »hoch-effizient« bezeichnet werden. »vollsaniiert« entspricht dabei in Anlehnung an die im Projekt »Klimaneutraler Gebäudebestand 2050« definierten Sanierungsgrade [16] den Standards der EnEV 2009, allerdings verschärft um 25 % (EnEV -25 %) und »hoch-effizient« den Anforderungen an ein Passivhaus in Anlehnung an [17].

Ähnlich wie zur Vorgehensweise bei der energetischen Gebäudesanierung wird das Kopplungsprinzip auch auf die Sektoren Verkehr und Heizungstechnologien angewandt. Hier werden als Referenztechnologien für die erforderlichen Kosten zur Erneuerung der Anlage im Falle von PKW mit klassischem Verbrennungsmotor angesetzt und im Bereich der Heizungstechniken eine Gasbrennwertheizung. In den Gesamtkosten des betrachteten Klimaschutzszenarios ist somit der finanzielle Mehraufwand des veränderten Energiesystems bezogen auf das heutige System berücksichtigt.

Die Berechnung der über den Betrachtungszeitraum (2015-2050) aufzuwendenden Gesamtkosten für die Transformation des Energiesystems (Brennstoffkosten, Investitionen und Aufwendungen für Wartung und Betrieb, Finanzierung) werden analog zur Vorgabe der VDI-Richtlinie 2067 berechnet und für jedes Jahr annuisiert<sup>1</sup>. Der Bezugszeitraum für die Annuisierung ist die jeweilige technische Lebensdauer der Technologien. Zinsen werden technologiespezifisch angegeben. Dabei haben wir durchgängig zwei Zinssätze verwendet: 4 % für Investitionen, die überwiegend von privaten Investoren (z. B. Hausbesitzern und Kraftfahrzeughaltern) getätigt werden und 7 % für Investitionen, die von institutionellen Investoren getätigt werden, also insbesondere Investitionen in Kraftwerke, Windenergieanlagen und Infrastruktureinrichtungen.

Die Zielfunktion  $Z$  der Optimierung für den Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 bei einer Anzahl von  $N$  Technologien, ergibt sich entsprechend der nachfolgenden Gleichung aus der Summe der annuisierten kapital- und betriebsgebundenen Kosten aller Technologien und den anfallenden Gesamtbrennstoffkosten für jedes Jahr [8]:

$$Z = \sum_{t=2015}^{2050} \sum_{i=1}^N A_{0,i,t} \frac{q_i^T (q_i - 1)}{q_i^T - 1} \left(1 + f_{O\&M_i} \cdot \frac{T}{q_i}\right) + B_t$$

Mit:

$A_{0,i,t}$	Investition in Technologie $i$ im Jahr $t$
$A_{i,t}$	Gesamtannuität von Technologie $i$ im Jahr $t$
$A_{k,i,t}$	Annuität kapitalgebundener Kosten von Technologie $i$ im Jahr $t$
$A_{p,i,t}$	Annuität betriebsgebundener Kosten von Technologie $i$ im Jahr $t$
$f_{O\&M_i}$	Faktor der Wartungs- & Instandhaltungskosten von Technologie $i$
$q_i$	Zinsfaktor (entspricht $1 +$ Zinssatz in Prozent) von Technologie $i$
$T$	Betrachtungszeitraum
$B_t$	Brennstoffkosten im Jahr $t$
$N$	Gesamtanzahl aller Technologien

<sup>1</sup> Alle Kostenwerte sind umgerechnet in €<sub>2013</sub>. Es wird des Weiteren die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Preissteigerungsrate der Wartungs- und Betriebskosten identisch zur angenommenen Inflationsrate (hier: 1.7 %) ist.

Im Unterschied zur Kostenberechnung nach der Richtlinie VDI-2067 werden im Fall der Kostenermittlung bei Transformationspfaden Reinvestitionen von der Optimierung bestimmt. Endet die technische Lebensdauer einer Anlage, wird als Ergebnis der Optimierung entschieden, ob diese Anlage im entsprechenden Jahr durch eine Anlage gleicher Art oder ggf. durch eine Anlage anderer Art ersetzt wird. Eine Zukunftsbeurteilung von Investitionen kann exogen in Form eines, für alle Technologien gleichen, Diskontierungszins angegeben werden. Das Bezugsjahr ist dabei 2013. In Anlehnung an [18] wird in den hier vorgestellten Optimierungsrechnungen durchgängig ein realer Diskontierungszins von 3 % angenommen.

### 2.2.3 Randbedingungen und allgemeine Annahmen

Die Abbildung des deutschen Energiesystems in einem Modell macht es aufgrund der hohen Komplexität erforderlich, dass verschiedene Annahmen und Vereinfachungen getroffen werden. So werden z. B. Entwicklungen, die nicht Gegenstand der Optimierung sind dem Modell exogen vorgegeben. Die hierfür erforderlichen Annahmen basieren so weit möglich auf Ergebnissen anderer Untersuchungen, die in entsprechenden wissenschaftlichen Veröffentlichungen zugänglich sind. Zur besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse werden im Folgenden die maßgeblichen Annahmen dargestellt:

- Treibende Randbedingung zur Berechnung der Transformationspfade ist die in jedem Jahr maximal zulässige Menge an energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- Der maximal mögliche Zubau der implementierten Technologien wird über jahresscharf vorgegebene maximale Ausbaumengen begrenzt. Hierdurch soll berücksichtigt werden, dass bedingt durch Produktionsbegrenzungen nicht beliebig viele Anlagen, z. B. Windkraftanlagen, gebaut und anschließend installiert werden. Die angenommenen »Leitplanken« der jeweiligen Technologien können Tabelle 4 im Anhang entnommen werden. Hierbei fand eine Orientierung an heutigen Marktzahlen statt. Zahlenwerte für Technologien, die heute noch keine signifikanten Marktanteile aufweisen können, wurden wie folgt ermittelt: Zunächst wurde in der Literatur die maximale Potenzialgrenze der Technologie im Jahr 2050 ermittelt. Im Anschluss wurden die jahresscharfen Obergrenzen so gewählt, dass die Summe der Obergrenzen den ermittelten maximalen Potenzialgrenzen im Jahr 2050 entspricht.
- Technische Potenziale für Sonne und Wind. Hier wird basierend auf der Studie Treibhausgasneutrales Deutschland 2050 [19] davon ausgegangen, dass 45 GW<sub>el</sub> bzw. 189 GW<sub>el</sub> Windkraftanlagen zu See bzw. zu Land möglich sind und ca. 300 GW<sub>el</sub> Photovoltaikanlagen (inkl. ca. 25 GW<sub>el</sub> Freiflächen) installiert werden können.
- Es wird angenommen, dass die Anzahl der Gebäude in Deutschland von heute ca. 25,4 Mio. auf 26,9 Mio. im Jahr 2050 steigt [20]; [21]. Zusätzlich wird angenommen, dass jedes Gebäude, das neu gebaut wird, mindestens dem zuvor definierten Sanierungsstand »vollsaniert« entspricht.
- Die Anzahl der PKW im Verkehrssektor nimmt von heute 47,8 Mio. auf ca. 45 Mio. im Jahr 2050 leicht ab. Die Anzahl der LKW hingegen steigt leicht von 5,1 auf 5,4 Mio. im Jahr 2050 (eigene Annahmen basierend auf [22]).
- Die Energienachfrage der Luft- und Schifffahrt in Deutschland wird von heute ausgehend als konstant angenommen. Zusätzlich wird angenommen, dass hierfür nur flüssige Brennstoffe als Energieträger in Betracht kommen.

- Es wird angenommen, dass der Energiebedarf für industrielle Prozesse, die heute direkt mit Brennstoffen betrieben werden um 10 % sinkt von heute knapp 458 TWh [7] auf 414 TWh im Jahr 2050. Zur Verwendung im Modell wird eine Wandlungseffizienz von 90 % von End- in Nutzenergie angenommen. Industrielle Prozesswärme wird im Modell als konstante stündliche Last berücksichtigt.
- Die Strombasislast, basierend auf den Zeitreihen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (vgl. [23]) beinhaltet jeglichen heute in Deutschland nachgefragten Strom abzüglich von Strom für Raumwärme und Warmwasser in stündlicher Auflösung. Strom für Raumwärme und Warmwasser wird modellendogen berechnet und die Basisstromlast entsprechend korrigiert. Die Stromnachfrage beinhaltet z. B. Strom für elektrischen Schienenverkehr, Haushalte, Industrieprozesse, Beleuchtung, Klimatisierung, Kältebereitstellung usw.. In Summe ergibt sich hieraus eine jährliche Stromnachfrage des Systems von ca. 500 TWh im Startjahr 2013 [7]. Im Rahmen der Transformationsrechnungen wird diese heutige Stromnachfrage den Zielen der Bundesregierung folgend bis zum Jahr 2050 um 25 % reduziert<sup>1</sup>. Die Reduktion erfolgt linear über den Betrachtungszeitraum.
- Konventionelle Braun- und Steinkohlekondensationskraftwerke und Ölkraftwerke werden zunächst mit kraftwerksspezifischem Alter und installierter Leistung mit Hilfe der sogenannten Kraftwerksliste [24] für das Jahr 2015 erfasst. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums reduziert sich die installierte Leistung dieser Kraftwerke nach Ablauf der jeweiligen technischen Lebensdauer. Tabelle 5 im Anhang zeigt den Verlauf des Rückbaus dieser Kraftwerke. Im Modell ist es demnach nicht möglich diese Kraftwerke durch gleichartige Kraftwerke zu ersetzen. Sie sind somit nicht Gegenstand der Optimierung. Je nach betrachtetem Szenario wird auch ein früherer Ausstieg aus Kohlekraftwerken betrachtet (siehe Abschnitt 2.3).
- Gas- und Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) werden zu Beginn der Rechnung analog zu den zuvor genannten Kraftwerken erfasst. Zusätzlich besteht im Rahmen der Optimierung jedoch die Möglichkeit die installierte Leistung dieser Kraftwerke weiter auszubauen.
- Die Einspeisung von Strom aus Laufwasserkraftwerken wird basierend auf den Daten der EEX-Transparency [25] in stündlicher Auflösung abgebildet. Die installierte Leistung der heutigen Kraftwerke wird als konstant über den Betrachtungszeitraum angenommen. Es erfolgt somit keine Optimierung der installierten Leistung dieser Kraftwerke.
- Pumpspeicherwerke (PSW) sind nicht Gegenstand der Optimierung. Für die Größe dieser Anlagen (Leistung und elektrische Speicherkapazität) wird ausgehend von den heutigen Werten, nämlich einer installierten Leistung von ca. 6,3 GW und einer speicherbaren Energiemenge von ca. 40 GWh, [26], [27] ein Anstieg bis 2050 auf 8,6 GW bzw. 70 GWh angenommen (eigene Annahmen basierend auf [28]).

---

<sup>1</sup> [http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1\\_Allgemeines/1\\_warum/\\_node.html](http://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/1_Allgemeines/1_warum/_node.html)

- Die Im- und Exportkapazität des deutschen Energiesystems wird in den meisten Rechnungen mit max. 5 GW<sub>el</sub> angenommen. Dies entspricht ca. einem Drittel der heute zur Verfügung stehenden Kapazität von ca. 17 GW<sub>el</sub> (UBA 2014). Wir haben uns bewusst dazu entschieden diesen Wert vergleichsweise klein zu wählen. Ziel dieser Vorgehensweise soll es sein, das deutsche Energiesystem zunächst weitestgehend unabhängig von Ausgleichslieferungen der Nachbarländer untersuchen zu können. In Abschnitt 4.5 wird für ein ausgewähltes Szenario detaillierter untersucht, welchen Einfluss eine erhöhte Austauschkapazität von Strom mit Nachbarländern auf die Systementwicklung hat.
- Die dem System zur Verfügung stehende Biomasse, aufgeteilt nach Holz- und holzartiger Biomasse, organischen Abfälle und angebauter Biomasse, wird mit einem summarischen Zielwert von bis zu 335 TWh angenommen [29]
- Solare Prozesswärme kann einen Teil der Prozesswärme für Industrieprozesse abdecken. Unter der Annahme, dass im Jahr 2050 bis zu 10 % der industriellen Prozesswärme über solarthermische Anlagen gedeckt werden können, wird ein maximaler Zubau von 0,5 % pro Jahr als Obergrenze festgelegt. In welchem Umfang solare Prozesswärme Teil des Systems wird, wird vom Optimierungsalgorithmus bestimmt.
- Für Ölkessel wurde die Annahme getroffen, dass diese nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer nicht wieder durch Ölkessel erneuert werden können. Die Obergrenze der Optimierung für diese Technologien ist somit für den Betrachtungszeitraum gleich Null gesetzt.
- Der Anteil aller Gebäude, die einen Fernwärmeanschluss besitzen, wird im Modell auf einen Maximalwert von 25 % im Jahr 2050 begrenzt. Zum Vergleich: Heute bilden Fernwärmeanschlüsse rund 14 % aller Anlagen zur Wärmeversorgung.

#### 2.2.4 Anmerkung zur Frage der Genauigkeit von Ergebnissen

Es ist offensichtlich, dass die Abbildung eines sehr komplexen Systems – wie es das Energiesystem darstellt – nur mit Vereinfachungen möglich ist. Hierzu zählen insbesondere sowohl die räumliche Aggregation – das gesamte System wird in einen räumlichen Knoten zusammengefasst – und die Aggregation von gleichartigen Systemkomponenten. Die räumliche Aggregation bedingt eine Vernachlässigung räumlicher Ausgleichseffekte. Räumliche Ausgleichseffekte können dämpfend wirken, da Extremereignisse nicht überall zeitgleich auftreten – hier wird also eher eine ungünstige Situation mit dem gewählten Vorgehen abgebildet. Zugleich wird aber durch räumliche Aggregation angenommen, dass Energieüberschüsse an einem Ort zeitgleich an einem anderen Ort verwendbar sind – es werden also Restriktionen, die durch begrenzte Netzkapazitäten gegeben sind vernachlässigt. Eine solide Abschätzung darüber, welche Fehler durch eine solche Betrachtung im Vergleich zur Realität erfolgen ist schwer zu machen. Allerdings haben wir durch Annahmen über einen notwendigen Ausbau von Stromnetzen in Abhängigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien versucht, die Nichtberücksichtigung von Netzrestriktionen im physikalischen Modell zu kompensieren. Es wird also ein Netzausbau unterstellt, der dem Modellansatz der »Kupferplatte« möglichst nahe kommt und entsprechende Kosten gehen in die Gesamtkostenermittlung ein.

Hinsichtlich der Kostenangaben besteht die größte Unsicherheit darin, dass für alle im System enthaltenen Komponenten Kostenprojektionen zu treffen sind, um Jahr für Jahr die Kosten für Investitionen ermitteln zu können. Wir haben versucht nach Möglichkeit für alle Komponenten solide Abschätzungen zur Entwicklung der Kosten vorzunehmen.



Bei Komponenten, für die unterschiedliche Quellen stark unterschiedliche Kostenprojektionen getroffen haben, haben wir einen mittleren Wert verwendet. Sollten sich die Kosten für alle wesentlich zu den Gesamtkosten beitragenden Elementen signifikant anders entwickeln als angenommen, hätte dies natürlich entsprechende Auswirkungen auf das Ergebnis. Allerdings sind die Aussagen zum Quervergleich zwischen verschiedenen untersuchten Szenarien davon nur in zweiter Ordnung betroffen, da sich derartige Fehler in den Kostenprojektionen auf alle Szenarien auswirken würden – allenfalls in unterschiedlichem Umfang je nach Zusammensetzung der Mengengerüste der enthaltenen Komponenten.

Insgesamt sind uns keine Analysen bekannt, die eine ähnlich detaillierte Betrachtung der System- und Kostenentwicklung für alle Verbrauchssektoren und Energieträger der Transformation des Energiesystems vorgenommen haben – und zwar auf Basis eines Modellansatzes, in dem stundengenau die Energieflüsse im System betrachtet werden, so dass eine sichere Versorgung aller Verbraucher nicht nur bilanziell sondern auch zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist. Insofern halten wir es für plausibel, dass – trotz der oben genannten Unsicherheiten – die resultierenden Ergebnisse eine solide Kostenanalyse für die Transformation des deutschen Energiesystems liefern, die über entsprechende bis dato verfügbare Daten und Aussagen hinausgeht.

## 2.3 Betrachtete Klimaschutz-Szenarien

In der Entwicklung des deutschen Energiesystems unter Maßgabe der politisch angestrebten Klimaschutzziele gibt es eine nahezu unüberschaubare Vielzahl von Optionen, wenn alle Sektoren und Energieträger in all ihren Entwicklungsmöglichkeiten betrachtet werden. Dennoch können einige zentrale Elemente benannt werden, die maßgeblichen Einfluss auf den Transformationsprozess haben und die wir deshalb in verschiedenen Szenarien einer genaueren Untersuchung unterzogen haben. Dies betrifft folgende Elemente: den Pfad und Zielwert der Absenkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, die Entwicklung der energetischen Sanierung des Gebäudebereichs, die Entwicklung des Verkehrssektors und die Dauer der Verwendung von Kohle als Energieträger im Bereich der thermischen Kraftwerke. In den folgenden Abschnitten werden die betrachteten Entwicklungen dieser Elemente jeweils kurz erläutert und anschließend wird eine Übersicht über alle untersuchten Szenarien gegeben.

### 2.3.1 Zielwert der Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die übergeordnete langfristige Zielstellung der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung ist – entsprechend der Darstellung in Abb. 2 – eine Absenkung der Treibhausgasemissionen Deutschlands um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzwert des Jahres 1990. In den meisten unserer Szenarien haben wir diesen Wert auch als Zielwert für die Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen angesetzt. Allerdings gibt es Studien, die nahelegen, dass die Absenkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen höher als um 80 % erfolgen muss, da in anderen Bereichen wie der Agrarwirtschaft realistischer Weise keine entsprechend starke Absenkung machbar ist. Insofern haben wir weitere Szenarien untersucht, bei denen energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 um 85 % bzw. 90 % gegenüber dem Bezugswert erfolgen. Die entsprechenden Zielpfade, die Randbedingung der jeweiligen Szenario-Rechnungen sind, zeigt Abb. 12.

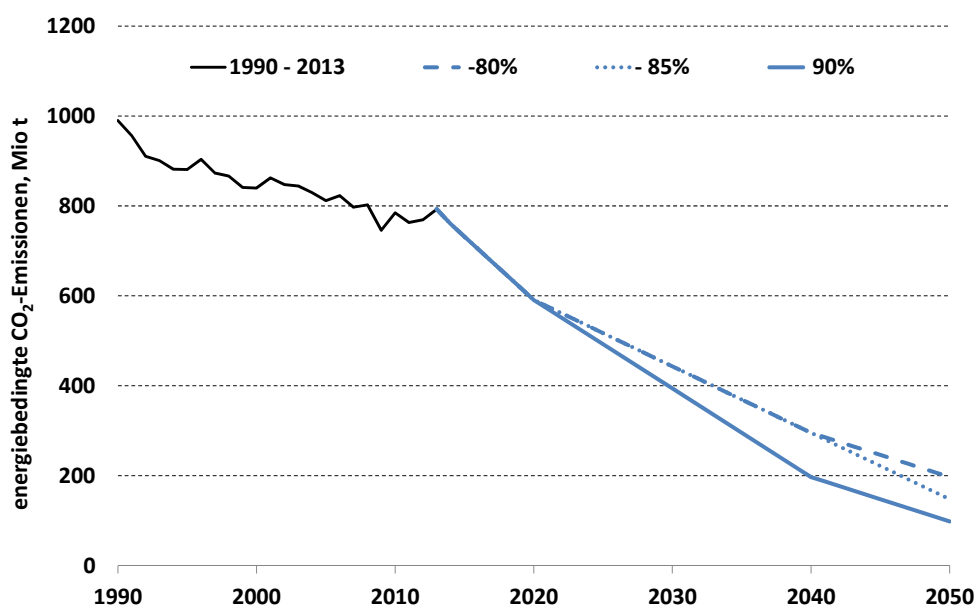


Abb. 12 Entwicklung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands von 1990 bis 2013 und die verwendeten Obergrenzen für die Jahre 2013 bis 2050 in den betrachteten Szenario-Varianten ([8], [1])

Für eine Reduktion um 85 % bis zum Jahr 2050 wurde lediglich eine stärkere Absenkung in der Dekade von 2040 bis 2050 angenommen (siehe z. B. [21]). Für eine Reduktion um 90 % bis zum Jahr 2050 wurde dagegen bereits ab 2020 eine stärkere Absenkung angesetzt, die dazu führt, dass bereits bis zum Jahr 2040 eine Absenkung um 80 % erreicht wird.

### 2.3.2 Energetische Sanierung des Gebäudesektors

Die energetische Sanierung des Gebäudesektors ist eines der wichtigen Elemente im Rahmen der Klimaschutzpolitik des Bundes. Je höher der bauliche Wärmeschutz aller Gebäude, desto weniger Energie wird für Raumheizung benötigt und desto weniger Energie muss demzufolge vom Gesamtsystem für Raumheizung bereitgestellt werden. Allerdings ist die energetische Sanierung mit Kosten verbunden, die im Kontext einer Optimierung der Transformation des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden müssen.

Im Rahmen unserer Modellierung haben wir hier zwei unterschiedliche Szenarien betrachtet:

- Geringe Erhöhung der Sanierungsrate (Bezeichnung »gering«): in diesem Szenario wird angenommen, dass die Sanierungsrate sich nur geringfügig erhöht von heute rund 200 000 Sanierungsfällen pro Jahr auf 250 000 Sanierungsfälle pro Jahr.
- Ambitionierte Erhöhung der Sanierungsrate (Bezeichnung »ambitioniert«): in diesem Szenario wird angenommen, dass sich die Sanierungsrate deutlich erhöht auf mindestens 600 000 Sanierungsfälle pro Jahr.

Wie viele Gebäude dabei jeweils auf einen hohen (Bezeichnung »vollsaniert«) bzw. einen sehr hohen (»hoch-effizient«) energetischen Standard saniert werden ist Ergebnis der jeweiligen Optimierung. Für Neubauten wurde davon ausgegangen, dass mindestens der energetische Standard »vollsaniert« vorgeschrieben ist.

### 2.3.3 Entwicklung des Verkehrssektors

Zusätzlich zu den heute dominierenden Verbrennungsmotoren mit klassischem Kraftstoffmix (Benzin, Diesel) zum Antrieb von Kraftfahrzeugen sind zukünftig verschiedene Antriebskonzepte denkbar. Zu den Optionen gehören Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit gasförmigem Kraftstoff, Fahrzeuge mit Batterien und Elektromotor sowie Fahrzeuge mit Brennstoffzelle und Elektromotor. Daneben sind Mischformen wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und zusätzlicher Batterie mit Elektromotor (Plug-In-Hybrid) möglich. Da die Entwicklung des Fahrzeugsektors von vielen Faktoren abhängt und heute schwer zu prognostizieren ist, haben wir fünf verschiedene Szenarien unterschieden:

- »Klassisch«: keine wesentliche Änderung in der Zusammensetzung des Fahrzeugsektors: Hier wird davon ausgegangen, dass auch weiterhin Verbrennungsmotoren mit klassischem Kraftstoffmix den Fahrzeugsektor sowohl im Bereich des motorisierten Individualverkehrs als auch im Bereich des Lastverkehrs dominieren. (Kurzbezeichnung des Szenarios: »klassisch«)
- »CH4«: dominanter Anteil von Fahrzeugen auf Basis Methan (bzw. Erdgas): Hier wird davon ausgegangen, dass Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren dominieren, die einen gasförmigen Kraftstoff verwenden, der über das existierende Erdgasnetz verteilt wird. Dieser Kraftstoff ist ein Mix aus fossilem Erdgas, aufbereitetem Biogas und aus erneuerbarem Strom gewonnenem Methan. Die Zusammensetzung – also welche Komponente in welchem Anteil Bestandteil des Mixes ist – ist Ergebnis der jeweiligen Systemoptimierung. (Kurzbezeichnung des Szenarios: »CH4«)
- »H2«: dominanter Anteil von Fahrzeugen auf Basis von Wasserstoff: Hier wird davon ausgegangen, dass ein großer Anteil des Fahrzeugsektors mit Wasserstoff aus erneuerbarem Strom betrieben wird, der in Brennstoffzellen in Strom gewandelt wird, um dann einen Elektromotor anzutreiben. (Kurzbezeichnung des Szenarios: »H2«)

- »elektrisch«: massive Zunahme von Fahrzeugen mit elektrischem Antrieb: hier wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 nur noch PKW mit rein elektrischem Antrieb verkauft werden und dass die Hälfte des straßengebundenen Gütertransports mit elektrischem Antrieb erfolgt. (Kurzbezeichnung des Szenarios: »elektrisch«)
- »Mix«: In diesem Szenario wird angenommen, dass ein Mix aller oben genannten Technologien zum Einsatz kommt. (Kurzbezeichnung des Szenarios: »Mix«)

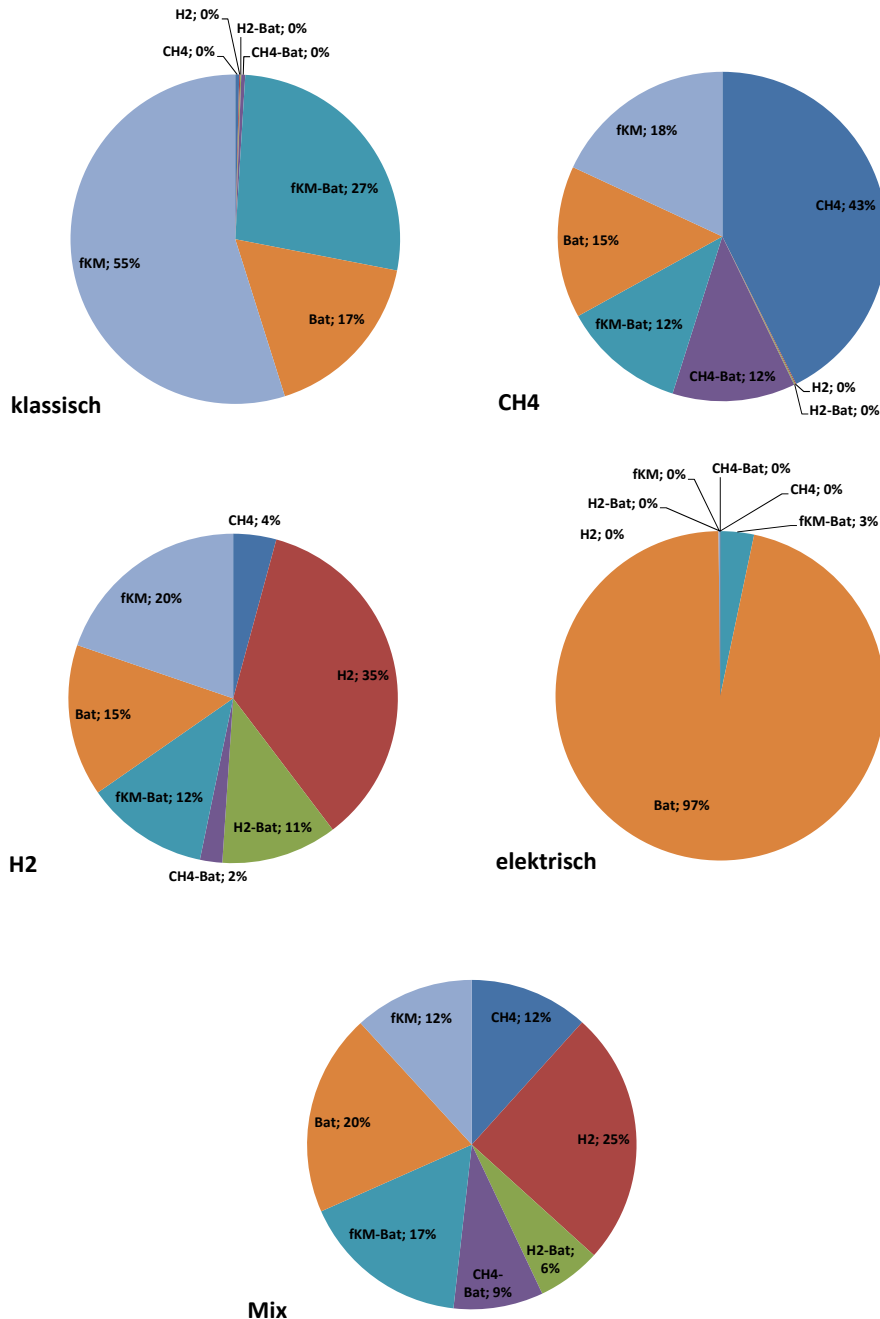


Abb. 13 Zusammensetzung der PKW-Flotte im Jahr 2050 für die fünf untersuchten Verkehrsszenarien

Es bedeuten:

Bat: Fahrzeuge mit Batterie/Elektromotor

fKM: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit flüssigem Kraftstoff-Mix

H2: Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzelle und Elektromotor

CH4: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und gasförmigem Kraftstoff

fKM-Bat, H2-Bat, CH4-Bat: Hybridkonzepte mit Batterie/Elektromotor

Bei allen Szenarien außer dem Szenario »elektrisch« wird davon ausgegangen, dass es im Bereich des motorisierten Individualverkehrs eine merkliche Zunahme des Anteils von Fahrzeugen gibt, die Batterien in Verbindung mit Elektromotoren verwenden. Dabei wurde jedoch der Anteil von batteriebasierten Elektrofahrzeugen ohne weitere

Antriebsquelle auf maximal 20 % aller PKWs im Jahr 2050 begrenzt. Zugleich wird bei diesen Szenarien davon ausgegangen, dass ein Anteil der Kraftfahrzeuge hybride Antriebskonzepte verwendet, die sich aus einem Elektromotor mit Batterie sowie Verbrennungsmotor bzw. Brennstoffzelle zusammensetzen. In der Modellierung wird dabei angenommen, dass die Batterien dieser Fahrzeuge über Netzstrom geladen werden können (Plug-In-Hybrid).

In Abb. 13 ist die Zusammensetzung der PKW-Flotte im Jahr 2050 hinsichtlich der verwendeten Antriebskonzepte für die fünf betrachteten Szenarien dargestellt. Die jeweiligen Marktanteile und die resultierende Entwicklung des Fahrzeugbestands auf der Zeitachse im Zeitraum 2014 bis 2050 für die fünf untersuchten Szenarien ist in Anhang 4: Fahrzeugentwicklung Verkehrsszenarien dargestellt.

### 2.3.4 Kohleausstieg bis zum Jahr 2040

Wie bereits in Abschnitt 2.2.3 dargestellt, ist der Bereich der thermischen Großkraftwerke für die Stromerzeugung nicht Gegenstand der Optimierung, sondern die Entwicklung folgt der sogenannten Sterbelinie, mit der angegeben wird, in welchem Jahr welche Kapazität von Kraftwerken vom Netz geht [24]. Um die Wirkung eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Entwicklung des Gesamtsystems zu untersuchen, sind wir in einigen Szenario-Rechnungen davon ausgegangen, dass die Kohleverstromung im Jahr 2040 endet und bis zu diesem Jahr der Anteil der Kohlekraftwerke schneller als der Sterbelinie folgend zurück gefahren wird. Damit werden die von Umweltministerin Barbara Hendricks im Juli 2015 gemachten Äußerungen [30] aufgegriffen und in entsprechenden Modellszenarien untersucht.

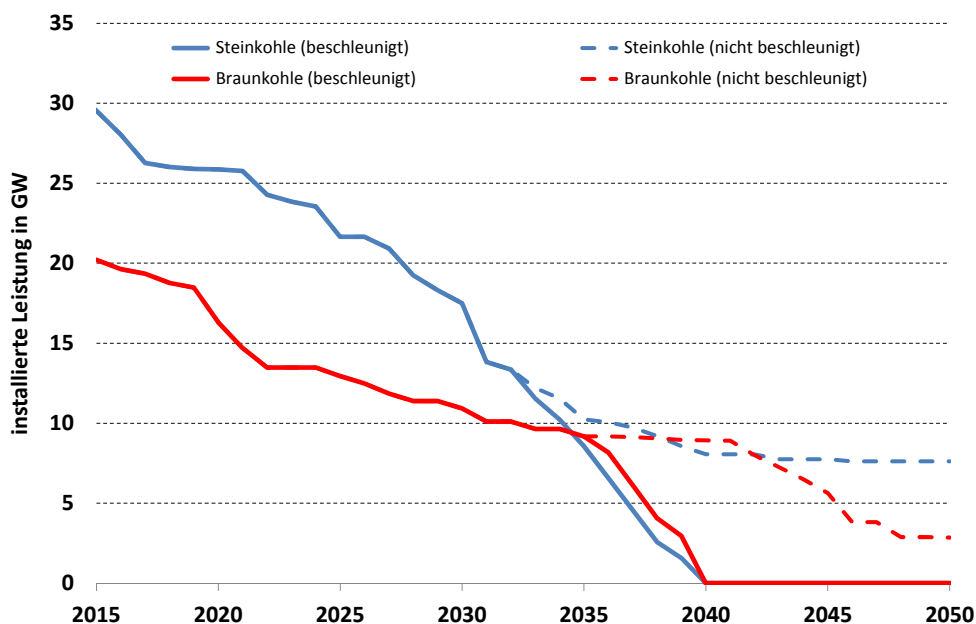


Abb. 14 Zeitliche Entwicklung der installierten Leistung von Kohlekraftwerken in den untersuchten Szenarien. Datenquelle: [8]

Die installierte Leistung von Kohlekraftwerken, aufgeteilt nach Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken zeigt Abb. 14. Bei Steinkohlekraftwerken beginnt ein beschleunigter Rückgang demnach im Jahr 2032 und bei Braunkohlekraftwerken im Jahr 2035. Für beide Kraftwerkstypen endet der Beitrag zur Stromversorgung in den entsprechenden Szenario-Rechnungen im Jahr 2040.

### 2.3.5 Zusammenfassung zu den betrachteten Klimaschutz-Szenarien

Insgesamt stellen wir im nachfolgenden Kapitel die Ergebnisse von neun Szenario-Rechnungen dar. Die entsprechenden Szenarien und ihre Annahmen in Bezug auf den Zielwert der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die energetische Sanierung, die verwendete Zusammensetzung des Fahrzeugsektors und den Ausstieg aus der Kohlenutzung zur Stromerzeugung sind zusammenfassend in Tabelle 1 angegeben. Jede Rechnung beinhaltet, dass für die jeweils gegebene Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen eine vollständige Optimierungsrechnung durchgeführt wurde, um einen Transformationspfad zu identifizieren, der unter den gegebenen Annahmen und Festsetzungen zu einem Minimum der Transformationskosten führt (entsprechend Abschnitt 2.2).

lfd. Nr.	Zielwert CO <sub>2</sub>	energetische Sanierung Gebäude	Fahrzeuge	Kohle-Kraftwerke	Kurzbezeichnung
# 1	- 80%	gering	klassisch	nicht beschleunigt	80/gering/klass./n.b.
# 2			CH4	nicht beschleunigt	80/gering/CH4/n.b.
# 3			H2	nicht beschleunigt	80/gering/H2/n.b.
# 4			elektrisch	nicht beschleunigt	80/gering/elektrisch/n.b.
# 5			Mix	nicht beschleunigt	80/gering/Mix/n.b.
# 6		ambitioniert	Mix	nicht beschleunigt	80/amb/Mix/n.b.
# 7				beschleunigt	80/amb/Mix/bschl.
# 8	- 85%	ambitioniert	Mix	beschleunigt	85/amb/Mix/bschl.
# 9	- 90%	ambitioniert	Mix	beschleunigt	90/amb/Mix/bschl.

Tab. 1 Übersicht über die untersuchten Klimaschutzszenarien

Dabei wurden nicht für alle möglichen Kombinationen von Szenario-Varianten Rechnungen durchgeführt. So haben wir zunächst Optimierungsrechnungen für die fünf verschiedenen Verkehrsszenarien unter gleichen Annahmen für alle anderen oben beschriebenen Randbedingungen durchgeführt. Dabei betrug der Zielwert der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen minus 80 % bezogen auf den Referenzwert 1990, es wurde von geringer energetischer Sanierung ausgegangen sowie von einem Betrieb von Kohlekraftwerken bis 2050. Für alle weiteren Optimierungsrechnungen wurde dann immer das Verkehrsszenario „Mix“ festgelegt. Damit soll der Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung des Fahrzeugsektors Rechnung getragen werden. Außerdem wurde für Rechnungen mit CO<sub>2</sub>-Minderungszielen von 85 % und 90 % generell von einer ambitionierten energetischen Sanierung des Gebäudebestands sowie einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung ausgegangen, da ansonsten eine Erreichung dieser weitreichenderen Klimaschutzziele auf Grund der noch erlaubten CO<sub>2</sub>-Mengen rein bilanziell kaum machbar ist.

### 3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse von Rechnungen zu den oben beschriebenen neun Szenarien dargestellt.

#### 3.1 Systemzusammensetzung für die untersuchten Szenarien

Zunächst wird die Systementwicklung im Bereich der Technologien für die untersuchten Szenarien gezeigt. Die unterschiedlichen Randbedingungen verursachen Unterschiede in der Entwicklung der Systemzusammensetzung. Dies betrifft insbesondere den Ausbau von Wandlern erneuerbarer Energien wie Solarwandler (Photovoltaik, Solarthermie) und Windenergiekonverter an Land und auf See, die Entwicklung der Zusammensetzung der Versorgungstechniken für die Wärmebereitstellung in Gebäuden, die Verwendung der dem Gesamtsystem zur Verfügung stehenden Biomasse, die Entwicklung der Installation von unterschiedlichen Energiespeichern sowie die Installation von Power-to-Hydrogen, Power-to-Gas oder Power-to-Fuel-Techniken.

##### 3.1.1 Stromerzeugung

Die Zusammensetzung der wichtigsten Wandler von erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung, nämlich Windenergiewandler an Land, Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee (Wind See) und Photovoltaik zur Stromerzeugung für die neun untersuchten Szenarien zeigt Abb. 15. Zu sehen ist die installierte Leistung im Jahr 2050, also dem betrachteten Zieljahr.

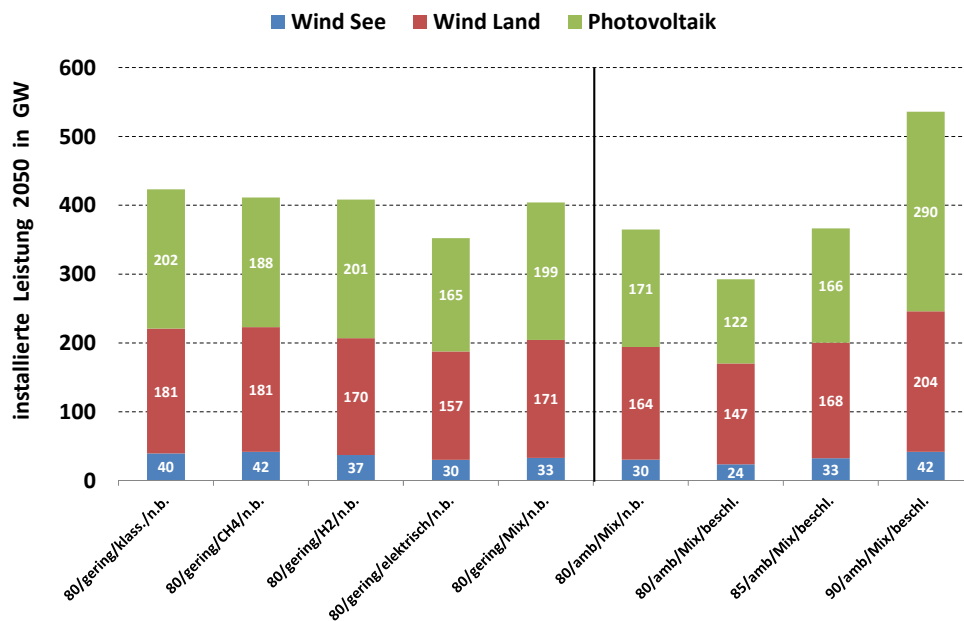


Abb. 15 Installierte Leistung der wichtigsten Wandler erneuerbarer Energien (Sonne, Wind) im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

Betrachtet man die ersten fünf Szenarien, in denen unterschiedliche Verkehrskonzepte bei sonst gleichen Randbedingungen verglichen werden, so fällt auf, dass die installierte Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen beim Szenario mit einem sehr hohen Anteil an Elektrofahrzeugen (Szenario 80/mod/elektrisch/n.b.) deutlich niedriger ist als für die vier anderen Szenarien. Die summarisch installierte Leistung für Windenergieanlagen und Photovoltaik liegt hier bei knapp über 350 GW, während für die vier anderen Szenarien Werte leicht oberhalb 400 GW resultieren. Dies erklärt sich aus der höheren Effizienz bei der Wandlung von Endenergie (Strom) in

Nutzenergie (Traktion) von Batterie-Elektromotor-Antrieben im Vergleich zu allen anderen Antriebskonzepten.

Die Wirkung einer ambitionierten energetischen Sanierung von Gebäuden zeigt sich im Vergleich der ansonsten gleichartigen Szenarien mit jeweils CO<sub>2</sub>-Reduktion um 80 %, Mix der Antriebskonzepte bei Straßenverkehr und ohne beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung (80/gering/Mix/n.b. und 80/amb/Mix/n.b.). Für das entsprechende Szenario mit ambitionierter energetischer Sanierung von Gebäuden resultiert eine deutlich niedrigere installierte Leistung für Wandler von Sonne und Wind in Strom; hier liegt die installierte Leistung bei rund 365 GW in 2050, während der Wert bei dem Szenario mit geringer energetischer Sanierung von Gebäuden bei über 400 GW liegt. Eine noch weitreichendere Absenkung ist möglich, wenn ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2040 realisiert wird. Bei gleichzeitig ambitionierter energetischer Sanierung von Gebäuden und einem Mix der Antriebskonzepte für Kraftfahrzeuge liegt die installierte Leistung der Stromwandler aus Sonne und Wind bei in Summe 292 GW installierte Leistung in 2050 (Szenario 80/amb/Mix/bschl.).

Alle bislang diskutierten Szenarien führen zu einer Absenkung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 %. Eine erhebliche Erhöhung der installierten Leistung ist notwendig, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker fallen sollen, nämlich auf 85 % - dann liegt die summarische installierte Leistung für Stromerzeugung aus Sonne und Wind bei 412 GW – oder auf 90 % mit einer summarischen installierten Leistung von 536 GW<sup>1</sup>.

Die Sicherstellung einer Versorgung mit elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt erfordert die Installation von Stromerzeugern, die dann zur Verfügung stehen, wenn keine ausreichende Versorgung mit Strom erneuerbarer Energien gegeben ist. Die Zusammensetzung der installierten Leistung für die im Modell berücksichtigten komplementären Stromerzeuger aus unterschiedlichen fossilen oder erneuerbaren Energieträgern zeigt Abb. 16.

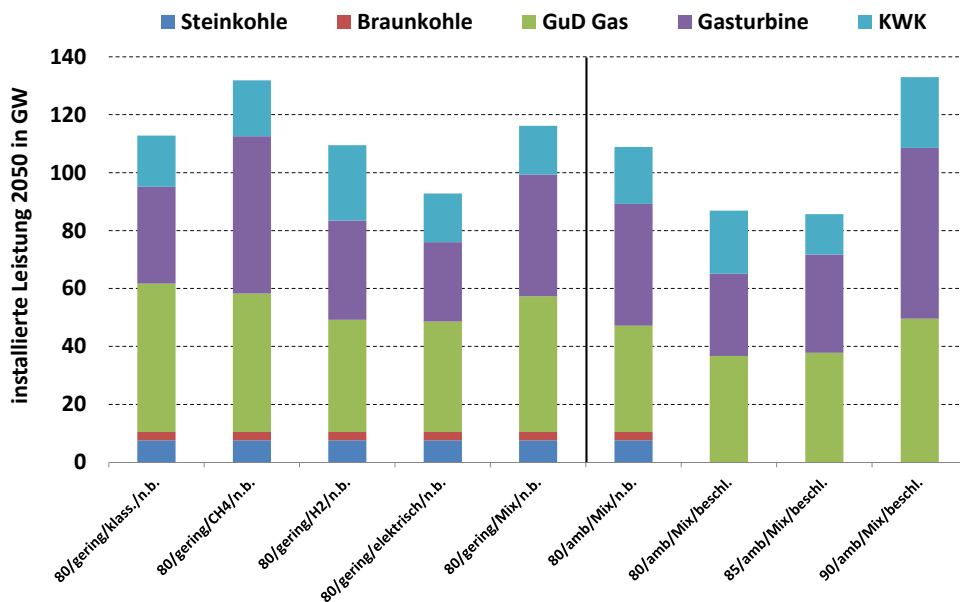


Abb. 16 Installierte Leistung der komplementären Stromerzeuger im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien. Für die Szenarien mit nicht beschleunigtem Ausstieg aus Kohleverstromung ist auch die in 2050 noch vorhandene installierte Leistung von Kohlekraftwerken dargestellt.

<sup>1</sup> Die Erfüllung der Energiebilanz ist in diesem Szenario nur möglich, wenn höhere installierte Leistungen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zugelassen werden. Entsprechend weichen die gesetzten Grenzen in diesem Fall von denen der anderen Rechnungen ab.



Insgesamt zeigt sich bei allen Szenarien ein hoher Anteil von GuD-Kraftwerken (zwischen 36 GW und 55 GW), die mit Erdgas bzw. einem Mix aus fossilem und erneuerbarem Erdgas betrieben werden. Kraftwärmekopplungsanlagen – sei es als Anlagen in Wärmenetzen oder Anlagen in Einzelgebäuden – liegen bei einer installierten elektrischen Leistung zwischen 15 GW und 26 GW. Gasturbinen werden in unterschiedlichem Umfang benötigt. Die Optimierung führt dazu, dass Gasturbinen als kostengünstige, aber weniger effiziente Stromerzeuger im Vergleich zu GuD-Kraftwerken vor allem für Spitzenleistungen installiert werden, die nur zu wenigen Zeiten benötigt werden.

Wie bei den Wandlern von Sonne und Wind in Strom führt auch bei den komplementären Stromerzeugern eine ambitionierte energetische Sanierung einerseits und ein beschleunigter Ausstieg aus Kohleverstromung andererseits zu einer jeweils niedrigeren notwendigen installierten Leistung als bei den entsprechenden Vergleichsszenarien mit moderater energetischer Sanierung bzw. Betrieb der Kohleverstromung bis 2050. Die summarische Leistung für komplementäre Stromerzeuger liegt zwischen knapp 90 GW und rund 130 GW. Die höchsten Werte werden einerseits beim Szenario benötigt, bei dem Erdgas-Fahrzeuge den Fahrzeugmarkt dominieren (80/gering/CH4/n.b.) und andererseits beim 90-%-Szenario (90/amb/Mix/beschl.). Die hohe notwendige installierte Leistung der Kraftwerke im 90-%-Szenario sind hier u. a. darauf zurückzuführen, dass Heizwärme fast ausschließlich durch elektrische Wärmepumpen bereitgestellt wird (siehe nächsten Abschnitt).

### 3.1.2 Wärmeversorgung und Gebäude

In allen neun untersuchten Szenarien wurde jeweils die Anzahl der Sanierungsfälle von Gebäuden festgelegt (siehe Abschnitt 2.3.2). Wie viele Gebäude dabei jedoch auf den heutigen Neubaustandard (Bezeichnung »vollsaniert«) oder darüber hinaus (»hocheffizient«) saniert werden, wurde offen gelassen und resultiert als Ergebnis der Optimierung. Das Ergebnis hierzu zeigt Abb. 17.

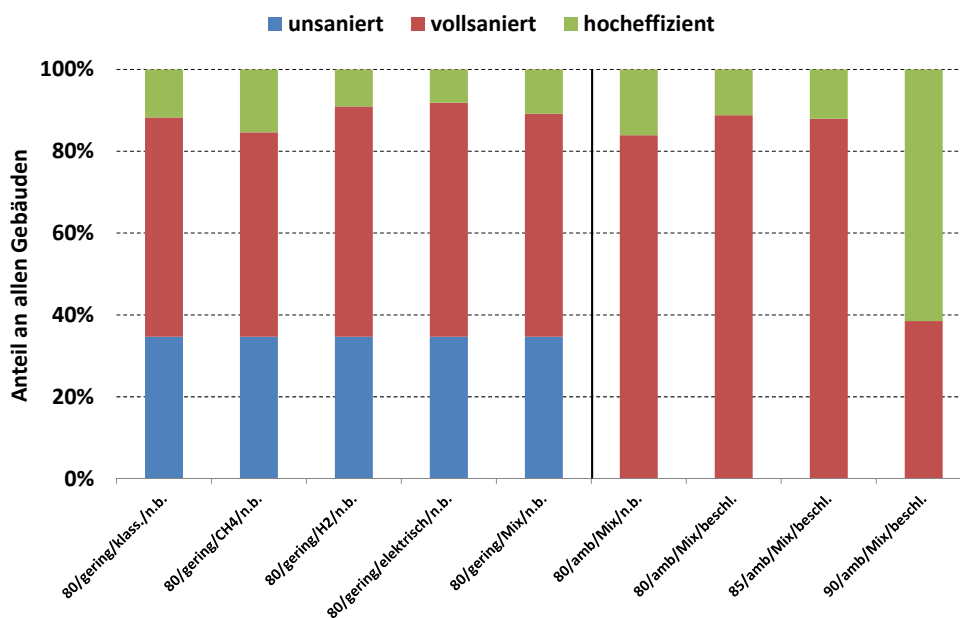


Abb. 17 Sanierungsstand des Gebäudebestands im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

Während bei einer geringen Sanierungsrate im Jahr 2050 immer noch rund 35 % der Gebäude unsaniert sind, führt eine ambitionierte Sanierungsrate dazu, dass im Jahr 2050 alle Gebäude entweder den Standard »vollsaniert« oder »hocheffizient« erreicht haben. Der Standard »hocheffizient« wird allerdings bei allen Szenarien außer dem

90%-Szenario (90/amb/Mix/beschl.) nur von rund 10 % bis 15 % der Gebäude erreicht. Nur bei dem 90%-Szenario ist der Anteil an Gebäuden mit Standard »hocheffizient« dominant und liegt bei mehr als 60 % aller Gebäude. Bei diesem Szenario ist die verfügbare Menge fossiler Energieträger so klein, dass sich auch die vergleichsweise teurere, weitgehende energetische Sanierung in großem Umfang als vorteilhaft erweist.

Die Zusammensetzung der Techniken zur Wärmeversorgung des Gebäudebestands im Jahr 2050 ist für die untersuchten Szenarien in Abb. 18 dargestellt. In allen Szenarien sind Wärmepumpen (elektrisch und mit Brennstoff) die dominante Heiztechnik; ihr Anteil liegt zwischen rund zwei Drittel aller Anlagen bis hin zu knapp 90 %. Der Anteil der Heizungssysteme mit Fernwärmeanschluss liegt jeweils zwischen rund 15 % und knapp 20 %. Der Anteil verbrennungsbasierter Techniken (Gaskessel, Gaswärmepumpe, Klein-KWK) schwankt stark. Im 90%-Szenario spielen verbrennungsbasierte Techniken gar keine Rolle mehr. Hier ist die Menge an Brennstoffen auf Grund der geringen Menge noch verfügbarer fossiler Energieträger so gering, dass vollständig auf Fernwärme und elektrische Wärmepumpen zurückgegriffen wird. Zugleich dominiert hier die erdreichgekoppelte – und damit effizientere – Wärmepumpentechnik signifikant. Im vergleichbaren Szenario mit 80 % CO<sub>2</sub>-Reduktion (80/amb/Mix/beschl.) steht dagegen noch eine ausreichend hohe Menge an Brennstoffen zur Verfügung, so dass verbrennungsbasierte Techniken mehr als 50 % aller Heizungsanlagen ausmachen. Biomasse spielt für die Wärmeversorgung des Gebäudesektors keine Rolle. Offensichtlich ist es im Gesamtkontext günstiger, die begrenzten Biomasse-Ressourcen für andere Anwendungen zu verwenden.

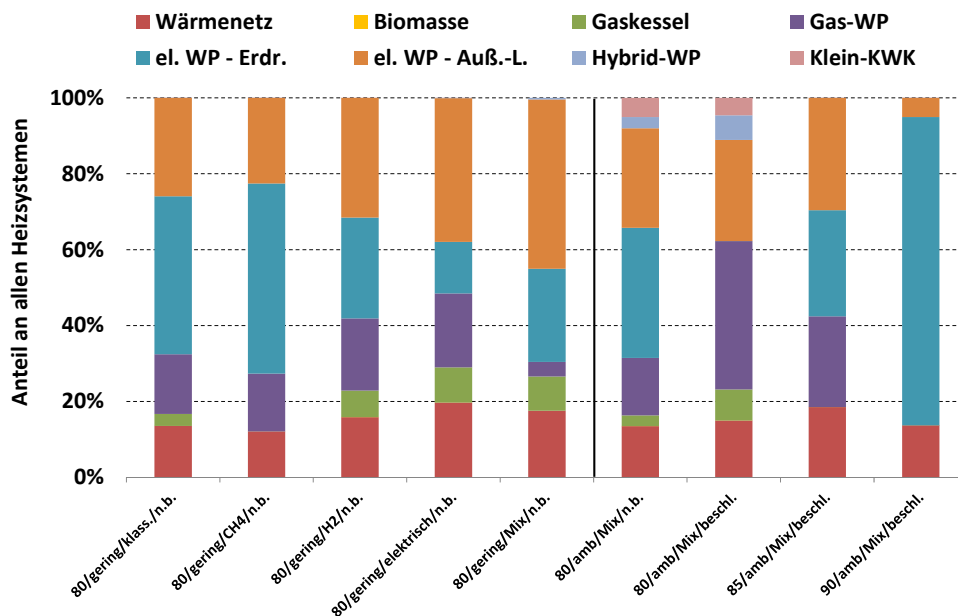


Abb. 18 Zusammensetzung der Techniken für die Wärmeversorgung des Gebäudebestands im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien. Es bedeuten:  
 el. WP – Erdr.: elektrische Wärmepumpe mit Wärmequelle Erdreich  
 el. WP –Auß.-L.: elektrische Wärmepumpe mit Wärmequelle Außenluft  
 Hybrid-WP: elektrische Wärmepumpe kombiniert mit Gaskessel

Eine Möglichkeit der direkten Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich ist die Solarthermie. Hier wurden drei Anwendungen untersucht: die Nutzung im Einzelgebäude kombiniert mit anderen Wärmeversorgungsstechniken, die Nutzung in Verbindung mit Wärmenetzen und die Anwendung für Niedertemperaturprozesse in Gewerbe und Industrie. Die installierte Leistung an Solarkollektoren für die neun untersuchten Szenarien zeigt Abb. 19.

Bei nahezu allen Szenarien entfällt der größte Anteil auf dezentrale Anlagen in Einzelgebäuden; die installierte Leistung liegt in allen untersuchten Fällen in der Größenordnung von 60 GW. An zweiter Stelle steht die Anwendung in Niedertemperaturprozessen der Industrie. Hier liegt die installierte Leistung zwischen

42 GW und 54 GW. Die installierte Leistung von Solarthermieanlagen, die an Wärmenetze gekoppelt sind, liegt zwischen 25 GW und 45 GW. Die in Summe installierte Leistung von solarthermischen Anlagen liegt zwischen 133 GW (Szenario 80/gering/H2/n.b.) und 159 GW. Diese größte installierte Leistung ergibt sich für das Szenario mit klassischem Mix der Antriebskonzepte im Verkehr und niedriger Sanierung. Aus der installierten Leistung von solarthermischen Anlagen kann die entsprechende Kollektorfläche (Aperturfläche) berechnet werden, die sich einfach aus einem Umrechnungsfaktor von 0,7 kW<sub>th</sub> pro m<sup>2</sup> Aperturfläche ergibt. Somit bedeutet eine Leistung von 133 GW eine Fläche von 190 Mio m<sup>2</sup> und eine Leistung von 159 GW eine Fläche von 227 Mio m<sup>2</sup>.

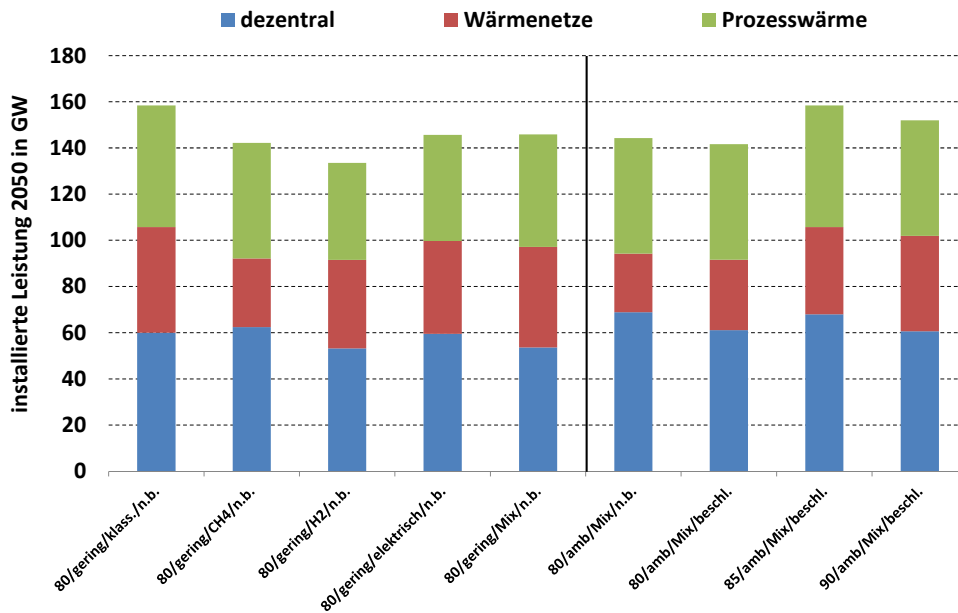


Abb. 19 Installierte Leistung solarthermischer Anlagen im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

### 3.1.3 Nutzung Biomasse

Die installierten Leistungswerte der entsprechenden Wandlungsanlagen zeigt Abb. 20.

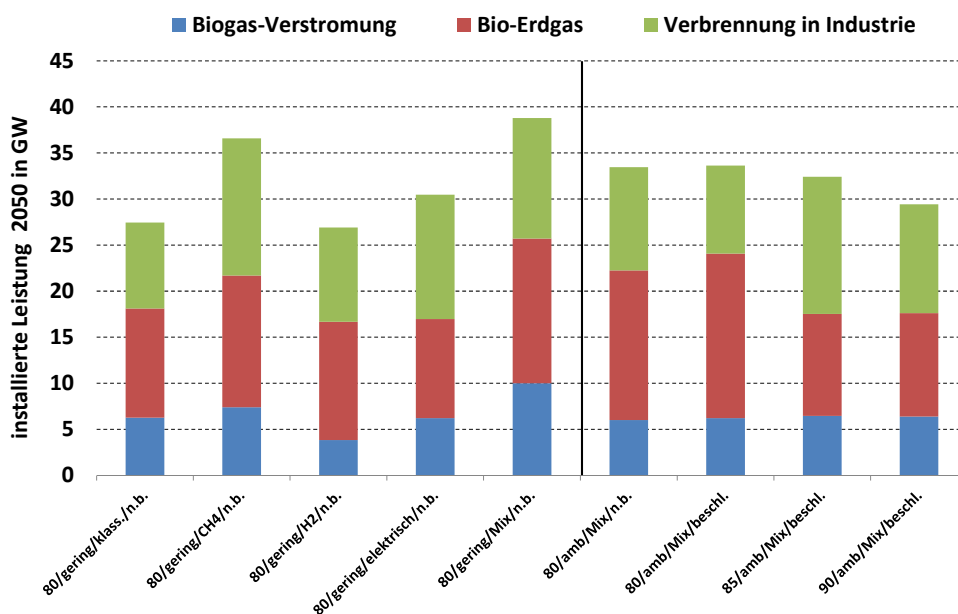


Abb. 20 Installierte Leistung von Anlagen zur Weiterkonversion von Biomasse im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

In den Ergebnissen zeigt sich, dass von den vielfältigen Möglichkeiten der Biomassenutzung und –wandlung (entsprechend Angaben in Abschnitt 2.2) unabhängig vom betrachteten Szenario nur drei Wandlungsoptionen Verwendung finden: die Verstromung von Biogas in Einzelanlagen, die Umwandlung von Biogas in Bioerdgas, das mit fossilem Erdgas und ggf. Methan aus erneuerbaren Energien gemischt und über das Gasnetz verteilt werden kann und die Verbrennung von Biomasse für Hochtemperaturanwendungen in der Industrie.

Die insgesamt installierte Leistung für alle Anlagen dieser Arten liegt zwischen rund 27 GW und knapp 40 GW.

### 3.1.4 Energiespeicher

Als Kurzzeitspeicher wurden im Rahmen der Modellierung Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batterien für die Speicherung von Strom und sensible Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium in Einzelgebäuden und Wärmenetzen für die Speicherung von Wärme betrachtet. Mit Kurzzeitspeicher sind Speicher gemeint, mit denen Energie typischerweise über einige Stunden – z. B. vom Tag in die Nacht oder vom Wochenende bis in die Wochenmitte – zwischengespeichert werden kann. Die installierte Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken war dabei allerdings kein Ergebnis der Optimierung, sondern es wurde einem Anstieg auf 70 GWh in allen Szenarien angenommen (siehe Abschnitt 2.2.3). Das Ergebnis der Rechnungen zeigt Abb. 21 für elektrische Energiespeicher und Abb. 22 für Wärmespeicher. Dabei ist jeweils die installierte Kapazität in GWh dargestellt.

Die installierte Kapazität für Batteriespeicher liegt zwischen rund 40 GWh und knapp über 120 GWh im 90-%-Szenario (Szenario 90-am-Mix-beschl.). Der niedrigste Wert tritt bei dem Szenario mit einem hohen Anteil an Fahrzeugen mit Batterie und Elektromotor (80/gering/elektrisch/n.b.) auf. Dies ist durch die hohe Kapazität an Batterien in Elektrofahrzeugen begründet, die bei diesem Szenario anteilig als Kurzzeitspeicher dem System zur Verfügung stehen.

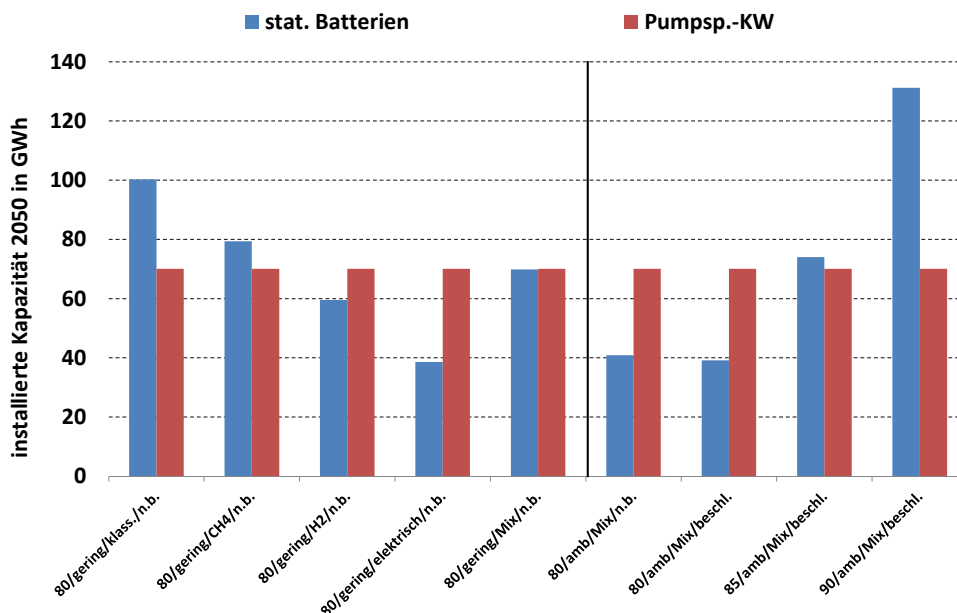


Abb. 21 Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Strom im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

Für dezentrale Wärmespeicher, die in Einzelgebäuden installiert werden, liegt die summarische Kapazität zwischen rund 450 GWh und knapp 600 GWh. Die Funktion dieser Speicher ist einerseits eine Wärmespeicherung in Verbindung mit Solarthermieanlagen zum Ausgleich zwischen Wärmedargebot und Wärmenachfrage im Gebäude

und andererseits die Wärmespeicherung in Verbindung mit elektrischen Wärmepumpen, um einen flexiblen, netzdienlichen Betrieb von Wärmepumpen zu ermöglichen.

Für Wärmespeicher, die an Wärmenetze gekoppelt sind, liegt die summarische installierte Kapazität zwischen knapp unter 400 GWh bis rund 750 GWh. Diese Speicher haben die Funktion Wärme von großen, Wärmenetz-gebundenen Kraft-Wärme-kopplungsanlagen sowie Wärme von Solarthermieanlagen aufzunehmen. Außerdem ermöglichen sie – wie auch die dezentralen Wärmespeicher – die Aufnahme von Überschussstrom im Fall hoher negativer Residuallasten (siehe hierzu die Anmerkungen zur Betriebsführung in Abschnitt 2.2.1). Eine Analyse der mittleren Be- und Entladezeiten zeigt, dass große zentrale Wärmespeicher im Mittel 2-3 mal pro Woche be- und entladen werden, also nicht als Langzeitspeicher oder gar saisonale Speicher fungieren.

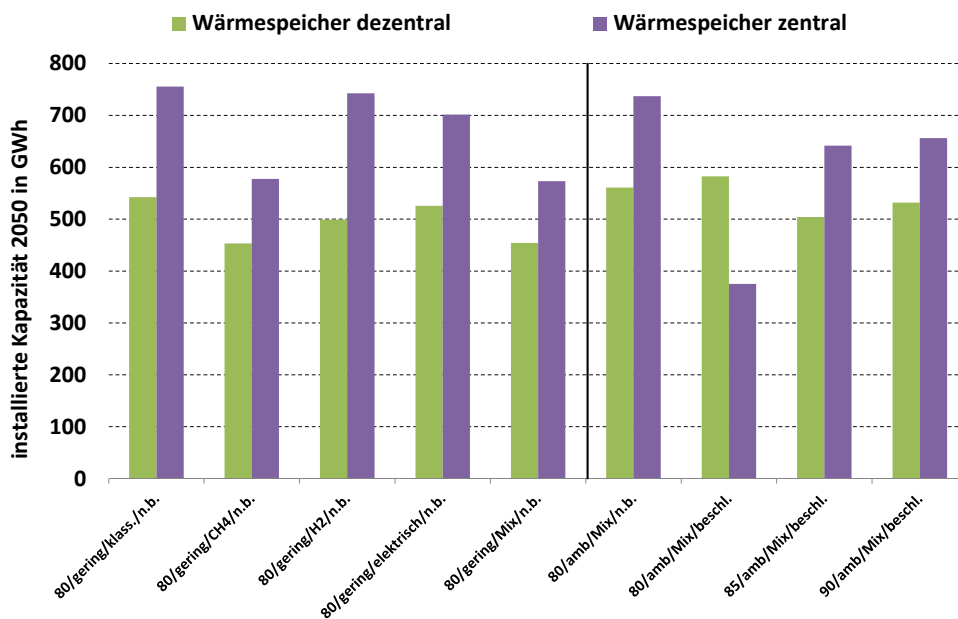


Abb. 22 Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Wärme im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

### 3.1.5 Power-to-Hydrogen/-Gas/-Fuel-Techniken

Bei begrenzten fossilen Ressourcen für die Bereitstellung von speicherfähiger Energie kommen unterschiedliche Wandlungstechniken in Betracht, um aus elektrischem Strom, der mit erneuerbaren Energien erzeugt wurde, speicherfähige synthetische Energieträger herzustellen. Diese Energieträger wirken im System als Langzeitspeicher von Energie, wobei sie generell aus erneuerbarem Strom gewonnen werden und – je nach Art des erzeugten Energieträgers – in unterschiedlicher Form im System genutzt werden können.

Wir haben einerseits die Herstellung von Wasserstoff (Bezeichnung »Elektrolyse«) und dessen direkte Verwendung zur Beimischung in das Erdgasnetz sowie zur Verwendung als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge betrachtet, die Wasserstoff in Verbindung mit Brennstoffzellen und Elektromotor verwenden. Andererseits haben wir die Konversion in synthetisches Methan in kombinierten Anlagen aus Elektrolyse und nachgeschaltetem Sabatier-Prozess (Bezeichnung »Sabatier«) betrachtet (hier bedeutet die installierte Leistung die elektrische Leistung der Gesamtanlage einschließlich Elektrolyse). Schließlich wurde als weitere Option die Konversion von Wasserstoff in Flüssigbrenn- bzw. Kraftstoffe berücksichtigt. In den beiden letztgenannten Techniken wird von Außenluft als Quelle für CO<sub>2</sub> ausgegangen.

Im Ergebnis entsprechend Abb. 23 zeigt sich, dass in allen betrachteten Szenarien eine erhebliche Kapazität derartiger Wandler notwendig ist, um im Kontext des Gesamtsystems eine sichere Versorgung zu jeder Zeit zu gewährleisten. Für alle Szenarien mit Ausnahme des 90-%-Szenarios liegt die summarische installierte Leistung für diese Wandler zwischen knapp 80 GW und rund 130 GW. Für das 90-%-Szenario wird eine deutlich höhere Kapazität von insgesamt 180 GW benötigt. Grund hierfür ist die nur noch geringe Menge an fossilen Energieträgern (vor allem fossile Erdgas), die für alle Energieanwendungen zur Verfügung stehen. Für die residuale Stromerzeugung sowie insbesondere für den Verkehrssektor werden Energieträger mit hoher Energiedichte benötigt und die zur Verfügung stehende Biomasse reicht hier bei weitem nicht aus.

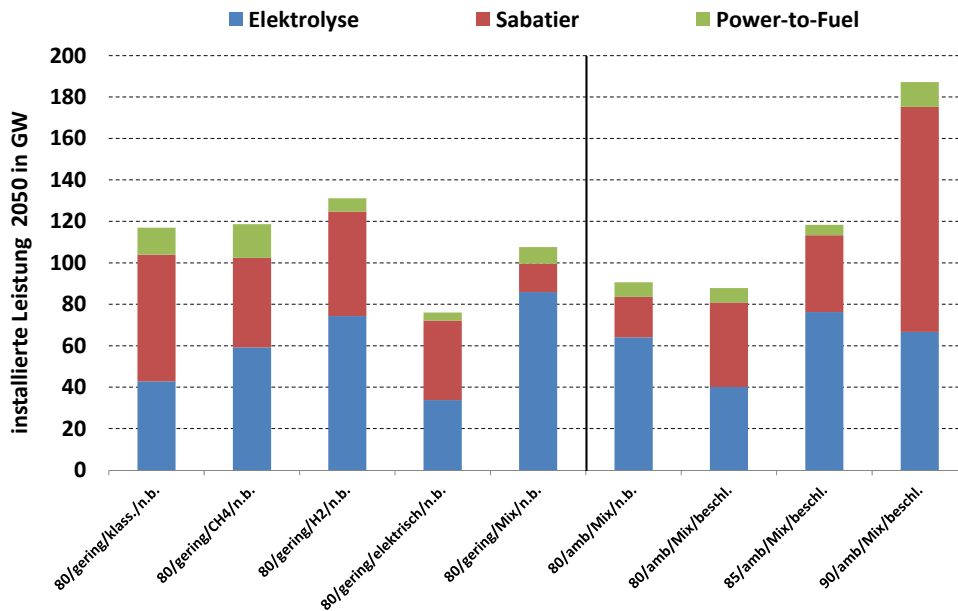


Abb. 23 Installierte Leistung von Wandlern zur Herstellung von Brenn- bzw. Kraftstoffen aus erneuerbarem Strom im Jahr 2050 für die untersuchten Szenarien

### 3.1.6 Zusammenfassung zur Systemzusammensetzung

Zusammenfassend zeigt die Analyse der untersuchten neun Szenarien, dass der Grad der Elektrifizierung des Straßenverkehrs, der Grad der Sanierung des Gebäudebestands und – noch entscheidender – der Zeitpunkt für einen Ausstieg aus der Kohleverstromung einen zentralen Einfluss auf die technische Zusammensetzung eines Klimaschutzkompatiblen Energiesystems im Jahr 2050 haben. Alle drei Faktoren führen bei entsprechender Umsetzung zu einer deutlich niedrigeren notwendigen installierten Leistung von Solar- und Windenergieanlagen als im Fall der jeweils entsprechenden Vergleichsszenarien. Neben den Kosten, die im nachfolgenden Abschnitt analysiert werden, spielt insbesondere die gesellschaftliche Akzeptanz für den Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind (und aus Sonne zumindest bei Freiflächenanlagen) eine wichtige Rolle für die Umsetzung der Energiewende. Insofern sind Szenarien zu bevorzugen, die mit einer möglichst kleinen installierten Leistung dieser Anlagen auskommen.

Einen signifikanten Einfluss auf die Systemzusammensetzung und die notwendigen installierten Leistungen aller Erzeuger und Wandler hat der Zielwert der Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen. Eine Absenkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 % bezogen auf den Ausgangswert im Jahr 1990 bedingt selbst bei ambitionierter energetischer Sanierung und beschleunigtem Ausstieg aus der Kohleverstromung eine summarische installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen von rund 536 GW. Zugleich wären rund zwei Drittel aller Gebäude auf einen sehr hohen energetischen Standard zu sanieren. Auch für die meisten anderen Techniken wie die komplementäre Stromerzeugung, Anlagen zur Biomassewandelung

und Anlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom werden hier die größten installierten Leistungen der verglichenen Szenarien benötigt. Zugleich würden Verbrennungsprozesse vollständig aus der Wärmeversorgung verdrängt und erdreichgekoppelte elektrische Wärmepumpen zur dominierenden Heizungstechnik werden.

### 3.2 Kosten für die untersuchten Szenarien

Die Diskussion um die Kosten spielt in der gesellschaftlichen Debatte zur Transformation des Energiesystems eine maßgebliche Rolle. Deshalb ist es wichtig, eine möglichst solide Kostenbetrachtung vorzunehmen, die den gesamten Transformationsprozess betrachtet. In diesem Abschnitt wird eine detaillierte Kostenbetrachtung durchgeführt. Dabei werden die unterschiedlichen Kostenarten (Investitionen, Finanzierungskosten, Betriebs- und Wartungskosten, Brennstoffkosten) jeweils unter verschiedenen Annahmen und Randbedingungen wie unterschiedlichen Steigerungsraten für Importpreise von Energie-Rohstoffen oder verschiedenen Szenarien zur Belegung von CO<sub>2</sub>-Emissionen mit entsprechenden Kosten betrachtet und einander gegenübergestellt.

#### 3.2.1 Kumulative Kosten ohne Preissteigerung und CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

Der Umbau des Energiesystems bedeutet einerseits, dass neue, zusätzliche Anlagen im Bereich der Energiewandlung und –speicherung installiert werden – z. B. Photovoltaik- und Windenergieanlagen oder stationäre Batteriespeicher und Anlagen zur Wasserstoffherstellung – und bedeutet andererseits, dass vorhandene Systeme beispielsweise im Bereich der Wärmeversorgung für Gebäude durch neue und teilweise andere Geräte ersetzt werden – z. B. der Ersatz von Gaskesseln durch Wärmepumpen. Dies erfordert entsprechende Investitionen einschließlich Ersatzinvestitionen für Altanlagen, die nach Ablauf der Lebensdauer aus dem Betrieb genommen werden. Diesen Investitionen stehen aufgrund der Schritt für Schritt abnehmenden Nutzung fossiler Brenn- und Kraftstoffe sinkende Kosten für den Import und die lokale Erzeugung fossiler Energieträger gegenüber.

Abb. 24 zeigt die kumulativen Kosten für die neun untersuchten Klimaschutzszenarien im Vergleich; diese setzen sich aus Investitionen, Brennstoffkosten (fossile Energieträger, Biomasse), Betriebs- und Wartungskosten sowie Finanzierungskosten zusammen. Neben den Werten für die neun Klimaschutzszenarien sind die entsprechenden Werte des Referenzsystems angegeben, bei dem davon ausgegangen wird, dass das Energiesystem stabil wie im Jahr 2014 verbleibt und ohne Umbauten bis 2050 weiter betrieben wird. Zugleich gilt Abb. 24 für gleichbleibende Importpreise für fossile Energieträger und es wurden keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten (also z. B. CO<sub>2</sub>-Zertifikate oder Besteuerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen) angenommen.

Für alle Klimaschutzszenarien mit Ausnahme des 90-%-Szenarios (90/amb/Mix/beschl.) liegen die kumulativen Gesamtkosten zwischen rund 5300 Mrd. € und 5800 Mrd. €, während der entsprechende Wert für das 90-%-Szenario bei knapp 6600 Mrd. € liegt. Von den fünf Szenarien, bei denen unter sonst gleichen Randbedingungen verschiedene Entwicklungen im Bereich der Antriebskonzepte für Straßenverkehr verglichen wurden, ist das Szenario mit einer dominanten Entwicklung von Antriebskonzepten mit Batterie/Elektromotor (80/gering/elektrisch/n.b.) am günstigsten; der Wert der kumulativen Gesamtkosten beträgt hier 5380 Mrd. €. Dies korrespondiert zu den schon im vorherigen Abschnitt dargestellten Ergebnissen, wonach dieses Szenario zu den kleinsten installierten Leistungen von Wind- und Photovoltaikanlagen und auch zu den kleinsten Installationswerten im Bereich vieler weiterer Systemkomponenten führt. Ähnliche Werte der kumulativen Gesamtkosten erreicht das 80-%-Szenario mit ambitionierter energetischer Sanierung von Gebäuden, einem Mix der Fahrzeugkonzepte und einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung (80/amb/Mix/beschl.).

und zu leicht höheren Werten führt das entsprechende Szenario mit einer Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85-% (85/amb/Mix/beschl.); bei Erstgenanntem liegt der Wert der kumulativen Gesamtkosten bei 5260 Mrd. € und beim Zweitgenannten bei 5340 Mrd. €.

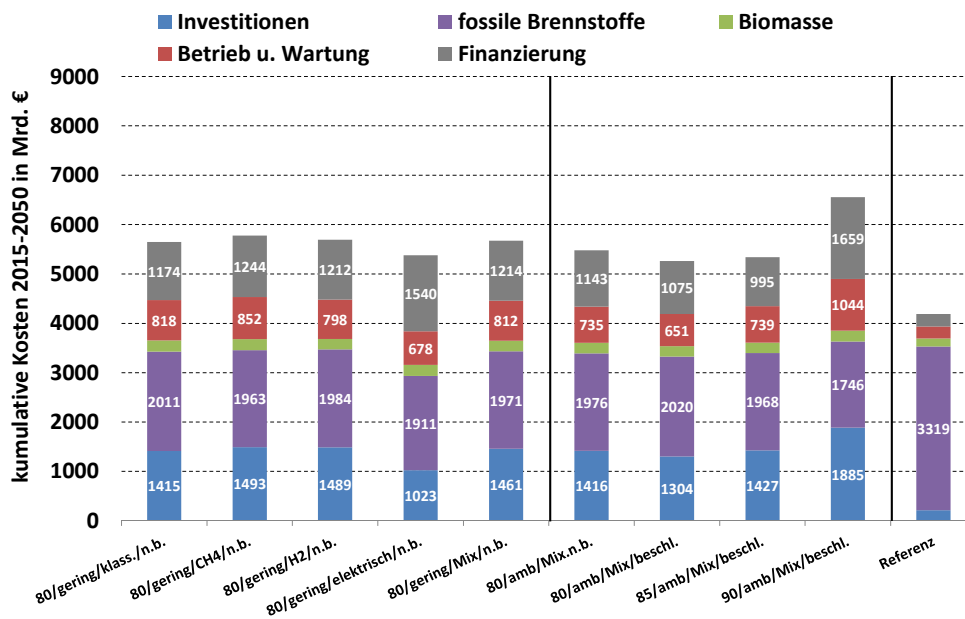


Abb. 24 Kumulative Kosten von 2015 bis 2050 für die untersuchten Klimaschutzszenarien und kumulative Kosten für einen Referenzfall (siehe Text). Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:  
 - keine Zunahme der Importkosten für fossile Energien  
 - keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

Der Wert der kumulativen Gesamtkosten beträgt im Referenzfall knapp 4200 Mrd. und liegt somit um rund 1070 Mrd. € niedriger als der niedrigste Wert der betrachteten Klimaschutzszenarien. Legt man diese Mehrkosten von 1070 Mrd. € gleichmäßig auf die Jahre 2014 bis 2050 um, so resultieren jährliche Mehrkosten von knapp 30 Mrd. €, was rund 0,8 % des deutschen Bruttoinlandsprodukts im Jahr 2013 entspricht. Bei dem Referenzsystem dominieren die Kosten für fossile Brennstoffe, die mit ca. 3300 Mrd. € nahezu 80 % der kumulativen Gesamtkosten ausmachen. Da dieses Referenzsystem eine unveränderte Fortschreibung der heutigen Systemzusammensetzung darstellt, fallen Investitionen nur für den Ersatz auslaufender Kraftwerke und zu ersetzender Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien an und sind insofern deutlich kleiner als in allen Klimaschutzszenarien. Entsprechend niedriger sind auch die Betriebs- und Wartungskosten sowie die Finanzierungskosten.

Eine wichtige Frage ist, warum die Kosten für fossile Energieträger bei den untersuchten Klimaschutzszenarien nicht ähnlich stark fallen wie die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Begründung hierfür ist, dass vor allem die kostengünstigen Energieträger Braunkohle und Steinkohle aus dem System gedrängt werden, die zugleich hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Dagegen werden teurere – aber auf den Energieinhalt bezogen CO<sub>2</sub>-ärmere – Energieträger wie Erdgas sowie Erdöl und Erdölprodukte, die überwiegend importiert werden müssen, bei allen Klimaschutzszenarien bis ins Jahr 2050 verwendet.



### 3.2.2 Berücksichtigung von Preissteigerungen für fossile Energieträger

Aus heutiger Sicht ist schwer absehbar, wie sich langfristig die Importkosten für fossile Energieträger entwickeln. Insbesondere wenn im globalen Maßstab Klimaschutzpolitiken wirksam werden, wird dies einen Preisdruck in Richtung nicht oder nur geringfügig steigender Preise für fossile Rohstoffe erzeugen. In den Grafiken Abb. 25 bis Abb. 27 wurden reale Preissteigerungen von 2 % (Abb. 25), 3 % (Abb. 26) und 4 % (Abb. 27) für überwiegend importierte fossile Energieträger, also Erdgas, Erdöl und Steinkohle, angenommen. Für alle anderen Energieträger einschließlich Biomasserohstoffe wurden konstant bleibende Preise angenommen. Nach wie vor sind in diesen Rechnungen keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten berücksichtigt. Ansonsten sind die Grafiken identisch aufgebaut wie Abb. 24 aus dem vorangegangenen Abschnitt 3.2.1.

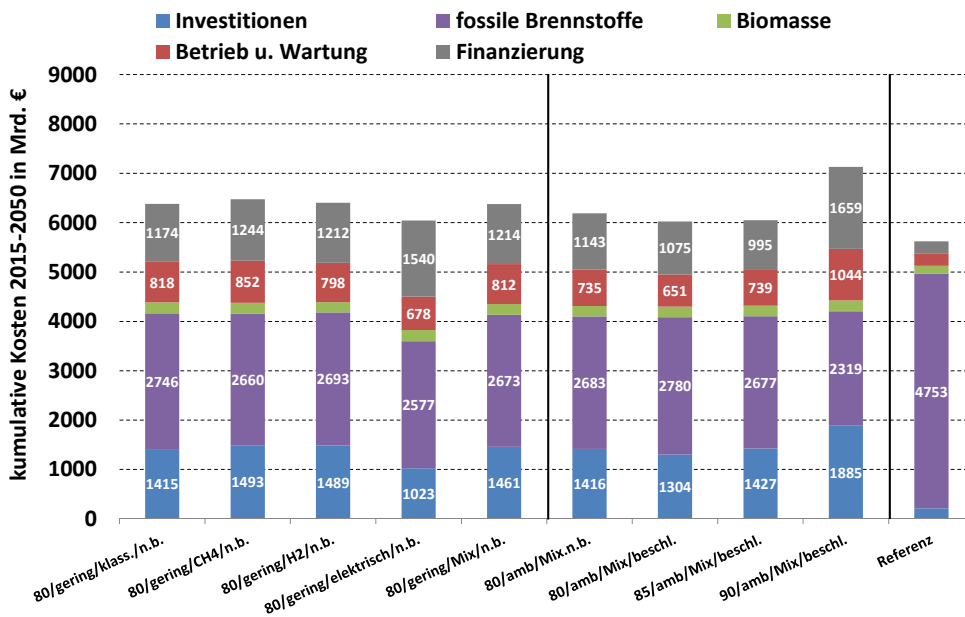


Abb. 25 Kumulative Gesamtkosten der untersuchten Szenarien und des Referenzfalls. Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:  
 - 2 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

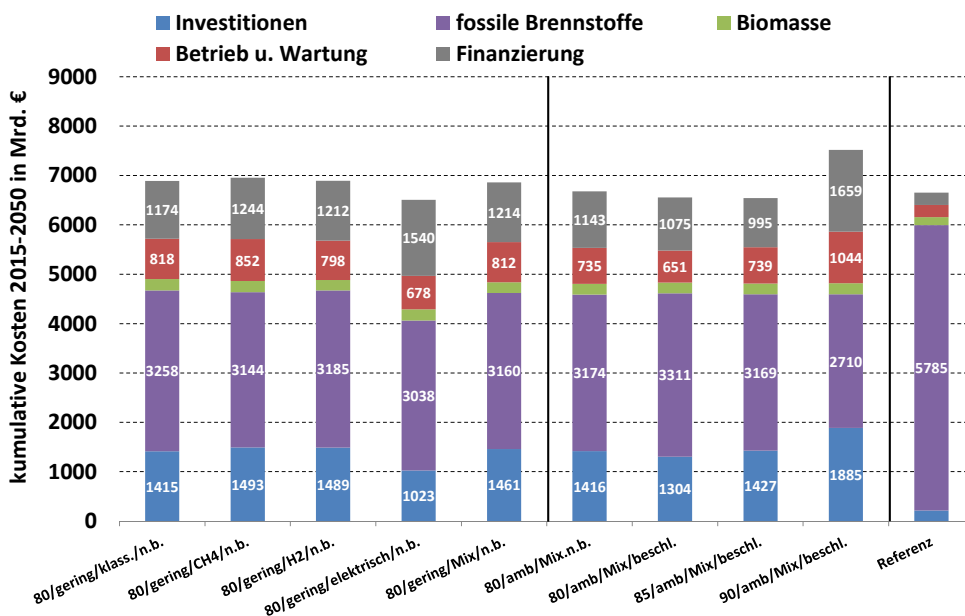


Abb. 26 Wie Abb. 25, jedoch für folgende Bedingungen:  
 - 3 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

Insgesamt wird deutlich, dass – wie zu erwarten – Klimaschutzszenarien aus Kostensicht umso konkurrenzfähiger werden, je höher die Preissteigerungen für fossile

Importrohstoffe ausfallen. Dies ist naheliegend, die Untersuchungen liefern jedoch quantitative Werte. So liegen bei einer Erhöhung der Importpreise fossiler Energieträger um 3 % pro Jahr die kumulativen Gesamtkosten für mehrere untersuchte Szenarien um rund 2 % niedriger als der Referenzfall. Hierzu gehören das Szenario mit sehr hohem Anteil an Elektromobilität (80/gering/elektrisch/n.b.) und die Szenarien mit Fahrzeugmix, ambitionierter energetischer Sanierung und beschleunigtem Ausstieg aus der Kohleverstromung, die zu einer Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 80 % oder 85 % führen (80/amb/Mix/beschl. und 85/amb/Mix/beschl.). Insgesamt werden die Szenarien mit hohen CO<sub>2</sub>-Absenkungen vergleichsweise umso kostengünstiger, je höher die Preissteigerung für den Import fossiler Energieträger ausfällt. Bei einer Erhöhung der Importpreise fossiler Energieträger um 4 % pro Jahr führt auch das 90%-Szenario nur noch zu geringfügig höheren kumulativen Gesamtkosten als das Referenzszenario.

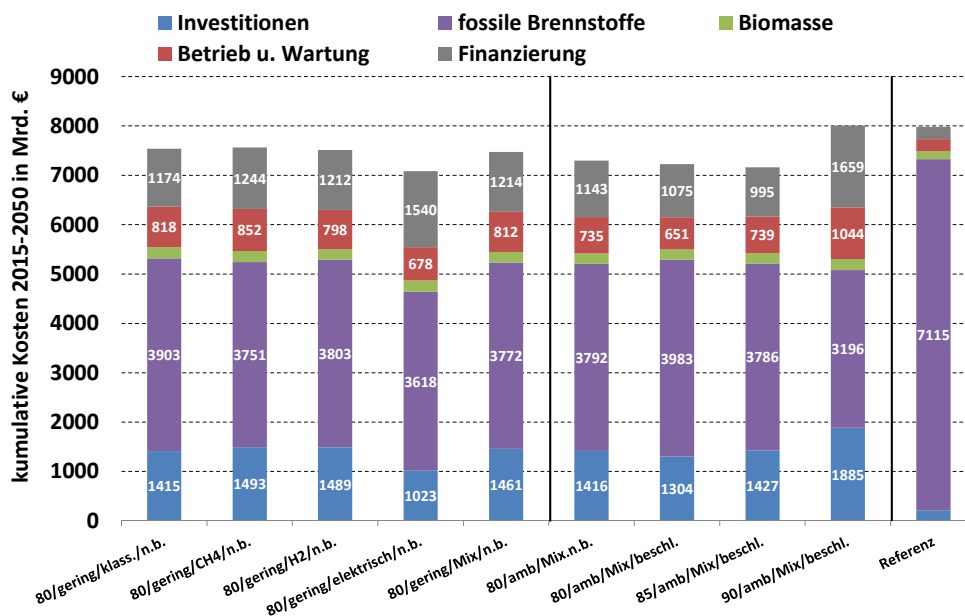


Abb. 27 Wie Abb. 25, jedoch für folgende Bedingungen:  
 - 4 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

### 3.2.3 Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionkosten

Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden, führen zur Verteuerung von Systemen mit hohen entsprechenden Emissionswerten. An dieser Stelle ist unerheblich, über welchen Mechanismus derartige Kosten erhoben werden (z. B. CO<sub>2</sub>-Steuer, Zertifikate), sondern es soll nur untersucht werden, wie sich entsprechende Kosten auf die kumulativen Gesamtkosten der untersuchten Systeme auswirken.

Zunächst haben wir hierzu untersucht, wie hoch ein über den gesamten Zeitraum 2014-2050 als konstant angenommener Wert an Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden sein müsste, um für das Szenario mit 85 % CO<sub>2</sub>-Reduktion zu gleich hohen kumulativen Gesamtkosten zu gelangen wie für das Referenzsystem; zugleich wurde dabei angenommen, dass die Importpreise für fossile Rohstoffe und alle anderen Energieträger konstant bleiben. Es resultiert ein Wert von knapp über 100 € pro Tonne. Abb. 28 zeigt die kumulativen Gesamtkosten für alle Szenarien bei diesem konstanten Wert.

Vermutlich ist eine stetige Entwicklung der Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden realistischer. Um dies abzubilden haben wir in einem nächsten Schritt die in Abb. 29 dargestellte Kostenfunktion für CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet, nach der eine

konstante Steigerung der Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 angenommen wird, um dann konstant auf 100 € pro Tonne zu verbleiben (siehe Abb. 29). Bei dieser Darstellung wurde ebenfalls davon ausgegangen, dass keine Steigerung der Importpreise für fossile Energieträger stattfindet.

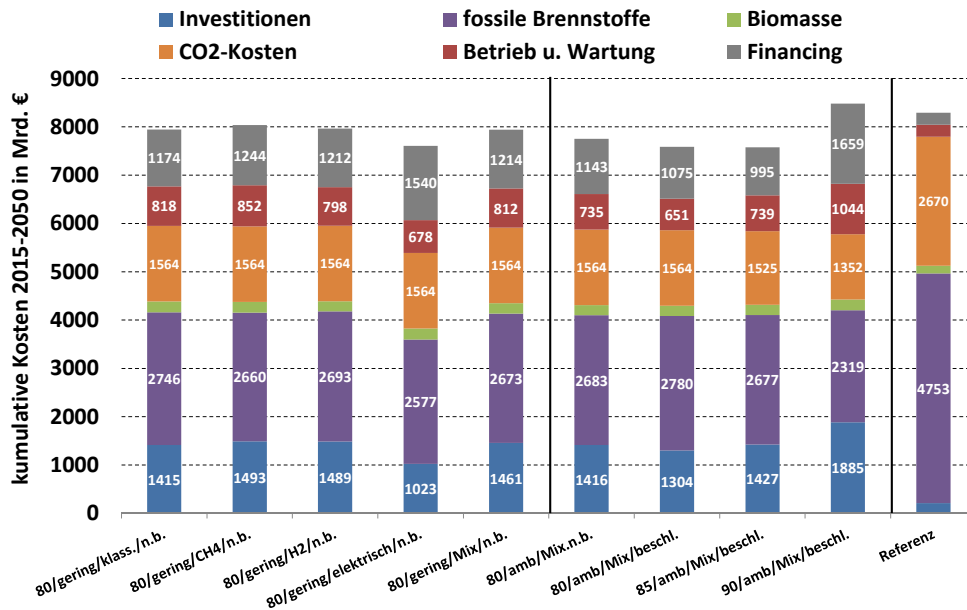


Abb. 28 Kumulative Kosten der untersuchten Szenarien und des Referenzfalls. Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:  
 - keine Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - CO<sub>2</sub>-Emissionskosten konstant 102 €/Tonne über den gesamten Betrachtungszeitraum

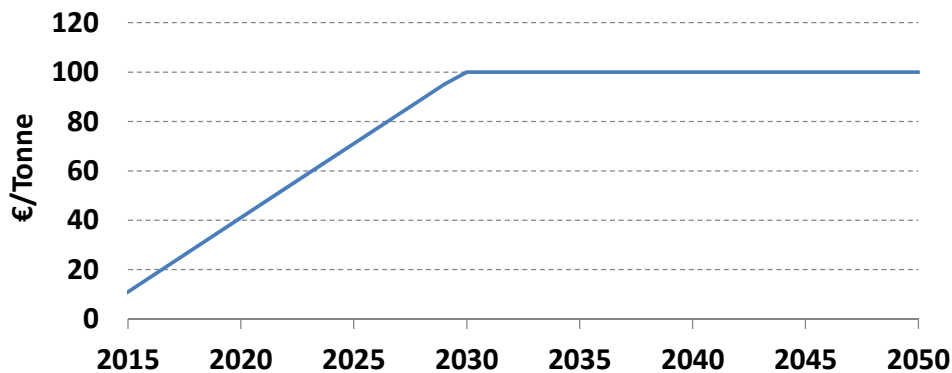


Abb. 29 Verlauf der angenommenen Kurve der Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden

Für diesen Fall – also eine Entwicklung der Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden entsprechend Abb. 29 und konstant bleibende Importpreise für fossile Energieträger – resultieren kumulative Gesamtkosten für die verglichenen Szenarien entsprechend Abb. 30. In diesem Fall führt das Szenario 80/amb/Mix/beschl. zu nahezu identischen kumulativen Gesamtkosten wie der Referenzfall.

Werden zusätzlich Preissteigerungen in Höhe von 2 % pro Jahr für fossile Importrohstoffe angenommen – dies entspricht knapp einer Verdoppelung bis zum Jahr 2050 – so resultieren kumulative Gesamtkosten für die verglichenen Szenarien entsprechend Abb. 31. Unter diesen Bedingungen ist das Szenario mit einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen (85/amb/Mix/beschl.) am kostengünstigsten und führt zu kumulativen Gesamtkosten, die um rund 600 Mrd. € (das entspricht 8 %) niedriger liegen als für das Referenzszenario.

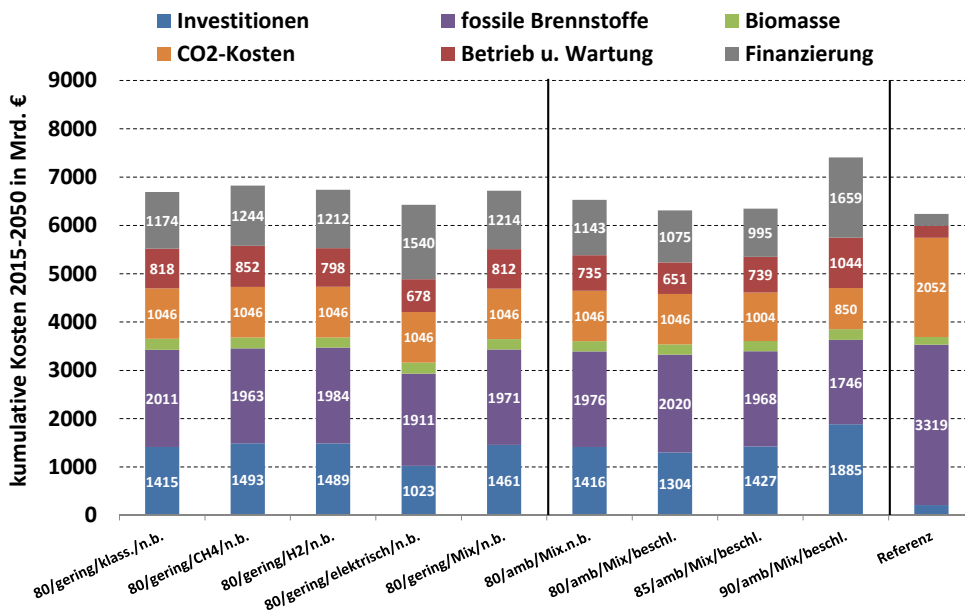


Abb. 30 Kumulative Kosten der untersuchten Szenarien und des Referenzfalls. Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:  
 - keine Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - CO<sub>2</sub>-Emissionskosten entsprechend Abb. 29

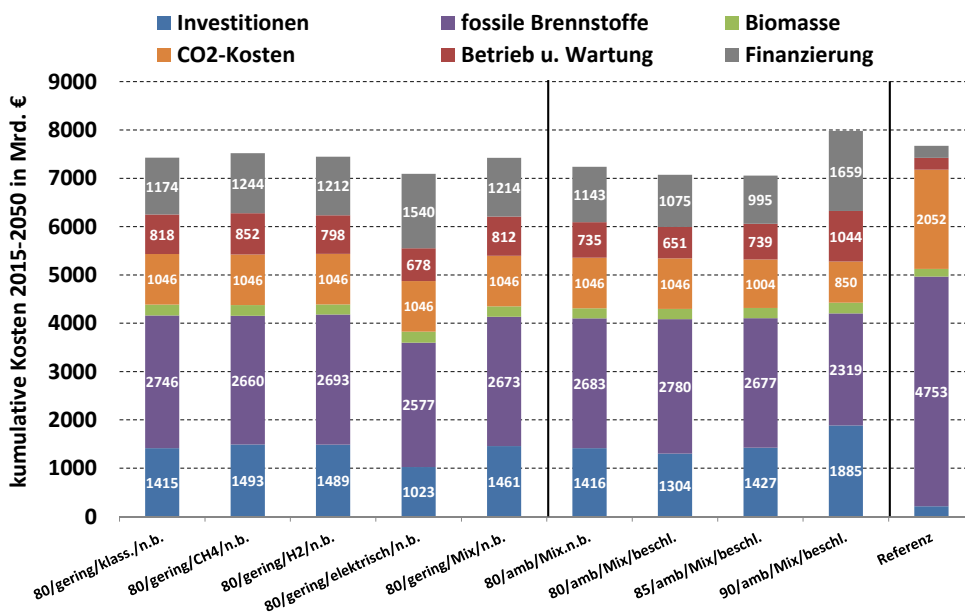


Abb. 31 Kumulative Kosten der untersuchten Szenarien und des Referenzfalls. Die Darstellung gilt für folgende Bedingungen:  
 - 2 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - CO<sub>2</sub>-Emissionskosten entsprechend Abb. 29

Insgesamt zeigt sich, dass bei entsprechend steigenden Preisen für fossile Importrohstoffe und/oder entsprechend hohen Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden, die kumulativen Gesamtkosten der kostengünstigsten Klimaschutzszenarien ähnlich hoch oder niedriger liegen als die Kosten des betrachteten Referenzsystems.

### 3.2.4 Zusammenfassung zur Kostenanalyse

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Transformation des Energiesystems kein wirtschaftlicher Selbstläufer ist. Zwar werden die notwendigen erheblichen Aus- und Umbauinvestitionen bei einer makroökonomischen Betrachtung bei einigen der untersuchten Klimaschutzszenarien – insbesondere denen mit ambitionierter energetischer Sanierung des Gebäudesektors und einem beschleunigten Ausstieg aus Kohleverstromung (80/amb/Mix/beschl. und 85/amb/Mix/beschl.) – über den betrachteten Zeitraum von 2014 bis 2050 durch die Einsparkosten für fossile Brennstoffe kompensiert (siehe Abb.

24). Allerdings entstehen weitere Kosten zur Finanzierung der Investitionen sowie für Betrieb und Wartung der vielen hunderttausend Einzelanlagen. Unter Berücksichtigung dieser Kosten ergibt sich eine bilanzielle Kompensation der Umbau- und Mehrkosten durch eingesparte Kosten für fossile Brennstoffe nur dann, wenn entweder ein Anstieg der Preise für importierte fossile Energieträger in Höhe von jährlich rund 3 % gegeben ist oder wenn entsprechend hohe Kosten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden (oder natürlich aus einem entsprechenden Mix von Preissteigerungen und CO<sub>2</sub>-Emissionskosten).

Verbleiben die Kosten für importierte fossile Energieträger ebenso auf heutigem Niveau wie die Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden – also bei rund 5 €/Tonne – so betragen die kumulativen Mehrkosten des 85%-Szenarios verglichen mit dem Referenzszenario rund 1100 Mrd. €. Legt man diese Mehrkosten gleichmäßig auf die Jahre 2014 bis 2050 um, so resultieren jährliche Mehrkosten von rund 30 Mrd. €, was in etwa 0,8 % des deutschen Bruttoinlandsprodukts im Jahr 2013 entspricht.

Bei der Bewertung dieser Ergebnisse ist darauf hinzuweisen, dass unsere Analyse das Energiesystem isoliert – also losgelöst von der Volkswirtschaft – betrachtet. Die aus unseren Modellrechnungen resultierenden Mengengerüste könnten jedoch als Basis für eine umfassende volkswirtschaftliche Betrachtung dienen, bei der vollständige Wertschöpfungsanalysen durchgeführt werden. An dieser Stelle sind nur einige qualitative Aussagen möglich. So werden mehr oder weniger große Anteile der Um- und Ausbauinvestitionen im Zuge der Transformation des Energiesystems zu Wertschöpfung in Deutschland führen, selbst wenn für einige Technologien die Teilkomponenten importiert werden. Die Errichtung der Anlagen wird auf alle Fälle vor Ort erfolgen und zu entsprechender Wertschöpfung beitragen. Ähnliches gilt für Betrieb und Wartung der Anlagen, die notwendigerweise vor Ort erfolgt. Demgegenüber geht durch einen stetig sinkenden Import von fossilen Energieträgern nur in geringem Umfang lokale Wertschöpfung verloren, z. B. durch geringeren Bedarf der Konversion von Rohöl in unterschiedliche Erdölprodukte.

Ein weiterer Aspekt betrifft externe Kosten der Energieversorgung. In unserer gesamten Analyse wurde – mit Ausnahme der Untersuchungen zur Wirkung von Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden – keine Einbeziehung externer Kosten vorgenommen. Auch hier wäre eine detaillierte quantitative Analyse auf Basis der Mengengerüste möglich, die aus unseren Untersuchungen für die betrachteten Klimaschutzenszenarien resultieren. An dieser Stelle ist nur die qualitative Aussage möglich, dass eine Einbeziehung externer Kosten, die z. B. aus Umweltauswirkungen durch den Abbau fossiler Brennstoffe (z. B. Braunkohle) resultieren, das betrachtete Referenzsystem – also den unveränderten Weiterbetrieb unseres Energiesystems in der heutigen Form – mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich stärker verteuern würde als ein umgebautes Energiesystem, das überwiegend auf erneuerbaren Energien basiert.

## 4 Analyse des 85-%- Szenarios

In der Gesamtbetrachtung scheint das Szenario mit 85 % CO<sub>2</sub>-Reduktion, ambitionierter energetischer Sanierung des Gebäudebestands, einem Mix der zukünftigen Fahrzeugkonzepte und einem Ausstieg aus Kohle zur Stromerzeugung im Jahr 2040 (Bezeichnung 85/amb/Mix/beschl.) als vielversprechend. Neben der höheren Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen als in den meisten anderen Szenarien und oberhalb des politischen Minimalziels für das Jahr 2050 spricht auch die Kostenbetrachtung für dieses Szenario. Zugleich liegen die installierten Leistungen der wichtigsten Wandler der erneuerbaren Energien Sonne und Wind in Größenbereichen weit unterhalb der technischen Potenzialgrenzen und in einem Bereich, der vermutlich weitgehend gesellschaftlich akzeptanzfähig ist. Die installierten Leistungswerte liegen für dieses Szenario im Jahr 2050 bei 181 GW Wind an Land, 33 GW Wind auf See, 198 GW Photovoltaik und rund 142 GW Solarthermie für Niedertemperaturwärme. Im Weiteren soll deshalb für dieses Szenario die Entwicklung der Technologien und der Kosten etwas mehr im Detail betrachtet werden. Zugleich wird für das System im Ausbaustand 2050 eine Energie- und CO<sub>2</sub>-Betrachtung durchgeführt.

### 4.1 Systementwicklung 2015-2050

Zunächst wird die Entwicklung der Systemzusammensetzung für die wichtigsten Komponenten im Zeitverlauf von 2015 bis 2050 dargestellt. Alle Darstellungen in diesem Kapitel beziehen sich auf das Szenario mit einer Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 % im Jahr 2050.

#### 4.1.1 Stromerzeugung

Die Entwicklung des Ausbaus von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen zeigt Abb. 32. Man erkennt einen weitgehend konstanten Anstieg über den gesamten Zeitraum. Dabei ist allerdings zu beachten, dass wir Obergrenzen für die Kapazität verwendet haben, die pro Jahr netto zugebaut werden kann. Die genauen Angaben können Tabelle 4 in Anhang 2 entnommen werden.

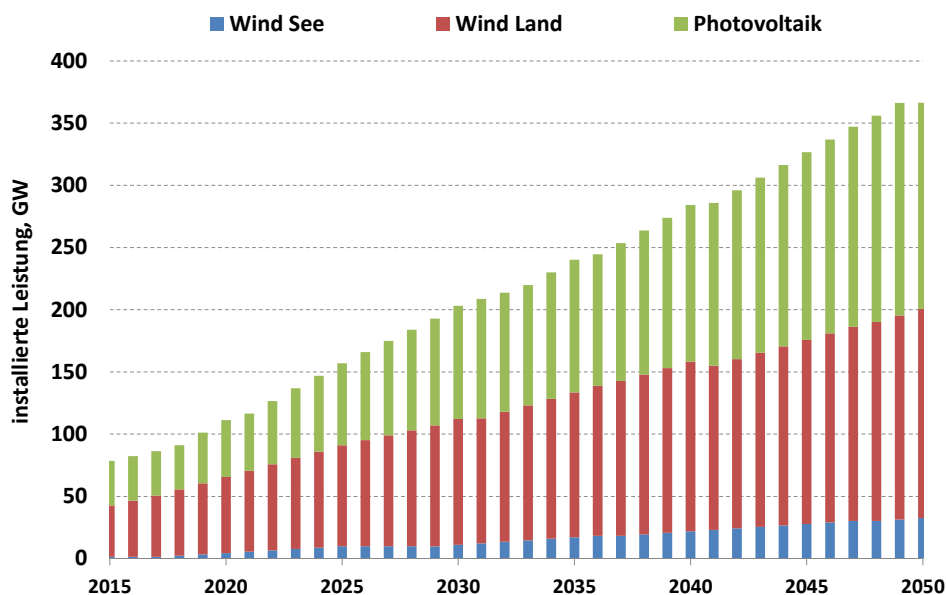


Abb. 32 Verlauf der insgesamt installierten Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen im 85-%-Szenario

Die pro Jahr installierte Menge liegt teilweise deutlich oberhalb dieser Grenzen, da Ersatzinstallationen notwendig werden, wie in Abb. 33 dargestellt. Hier zeigt sich, dass eine erste signifikante Menge an Ersatzinstallationen für Windenergieanlagen an Land in den 2020er Jahren notwendig wird und eine zweite ab Mitte der 2030er Jahre und in den letzten sechs Jahren von 2044 bis 2050. Für Photovoltaikanlagen ergibt sich eine entsprechende Phase mit hohen Ersatzinstallationen in den späten 2030er und 2040er Jahren – dann stehen die vielen Anlagen, die in den Jahren 2010 bis 2013 installiert wurden zum Austausch an.

Analyse des 85%- Szenarios

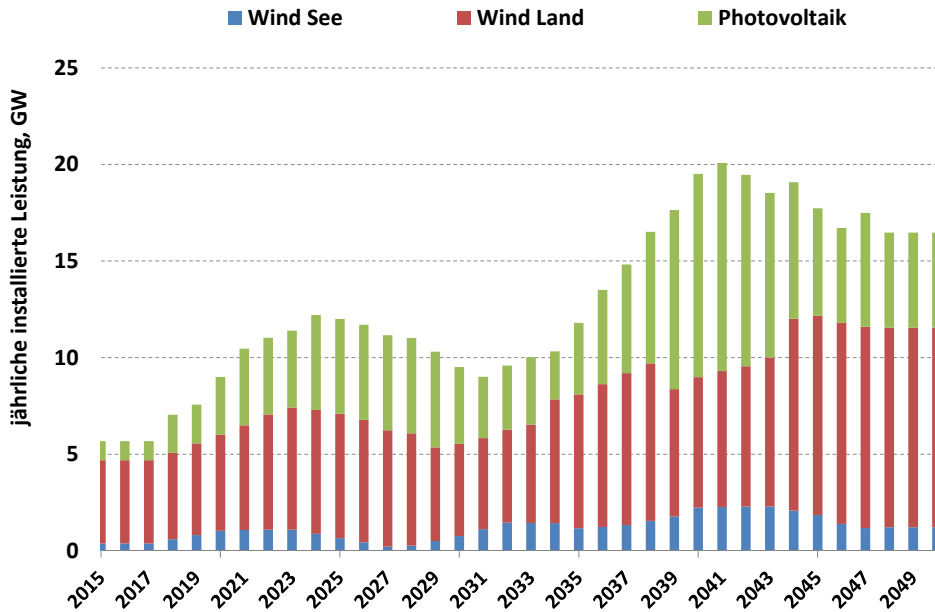


Abb. 33 Verlauf der jährlich installierten Brutto-Leistung (d.h. einschl. Ersatzinstallationen) von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen

Die installierte elektrische Leistung thermischer Kraftwerke sowie von KWK-Anlagen nimmt, wie in Abb. 34 dargestellt, insgesamt ab und sinkt von mehr als 100 GW installierter Leistung auf etwas über 80 GW. Dabei gibt es eine deutliche Verschiebung von auslaufenden Atom- und Kohlekraftwerken hin zu Gas- und GuD-Kraftwerken und Gasturbinen.

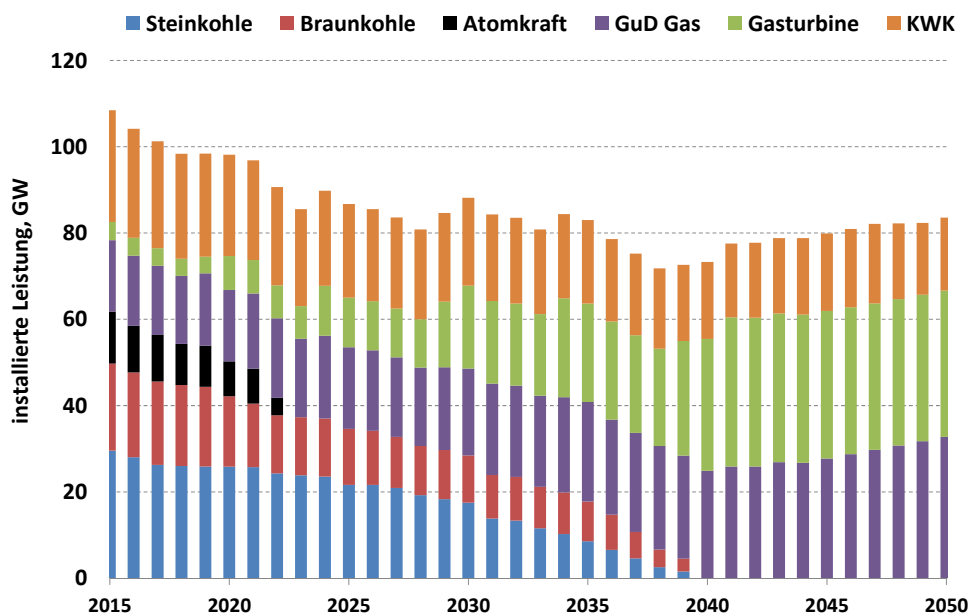


Abb. 34 Verlauf der installierten Leistung thermischer Kraftwerke bzw. der elektrischen Leistung von KWK-Anlagen

## 4.1.2 Wärmeversorgung und Gebäude

Analyse des 85%- Szenarios

Den Verlauf der energetischen Sanierung von Gebäuden zeigt Abb. 35. Demnach wären bis zum Jahr 2040 nahezu alle Gebäude saniert, wobei der überwiegende Anteil auf einen Standard des heutigen Neubaus saniert wird und nur ein vergleichsweise kleiner Anteil auf einen hocheffizienten Standard.

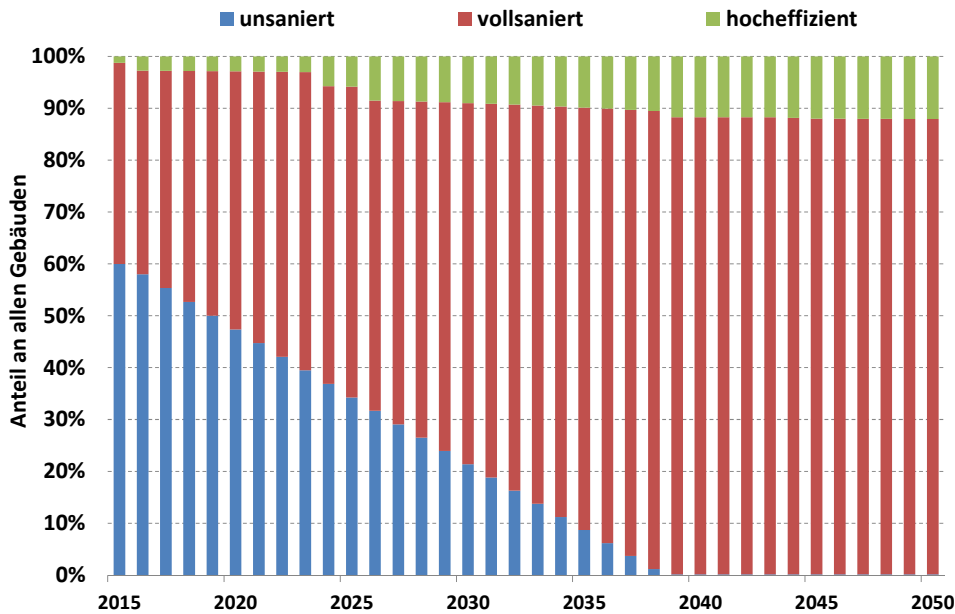


Abb. 35 Entwicklung des Sanierungsstandes des Gebäudesektors

Die Zusammensetzung der Techniken zur Wärmebereitstellung zeigt Abb. 36.

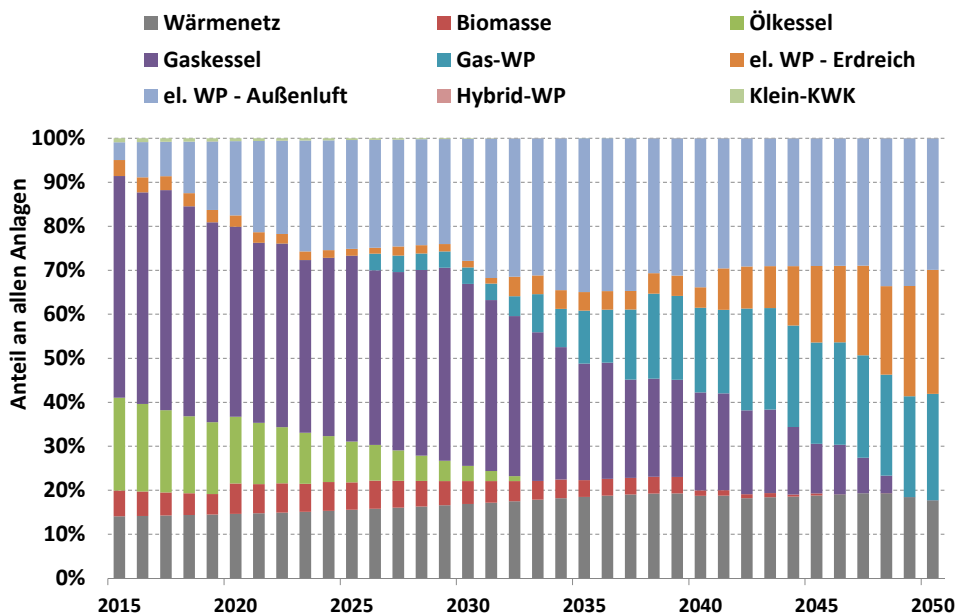


Abb. 36 Entwicklung der Zusammensetzung der Techniken zur Wärmebereitstellung in Gebäuden

Die Darstellung macht deutlich, dass zunächst Ölkessel auslaufen und im Weiteren auch Gaskessel. Ebenso nimmt die Anzahl der Biomassekessel nach schwacher Zunahme in den 2020er Jahren ab 2040 deutlich ab; auf Grund des limitierten verfügbaren Potenzials wird die Biomasse vorzugsweise in anderen Anwendungen eingesetzt. Die dominante Heiztechnik werden Wärmepumpen, wobei die Anlagenzahl an Wärmepumpen mit Außenluft als Wärmequelle ab Mitte der 2030er Jahre eher



wieder leicht abnimmt zugunsten von erdreichgekoppelten Wärmepumpen und Gaswärmepumpen. Die Anzahl der Fernwärmeanschlüsse nimmt nur leicht zu und liegt bei knapp 20 % aller Anschlüsse am Ende des betrachteten Zeitraums.

Analyse des 85%- Szenarios

Den Zeitverlauf der Entwicklung der installierten Leistung von solarthermischen Anlagen für Niedertemperaturprozesse zeigt Abb. 37.

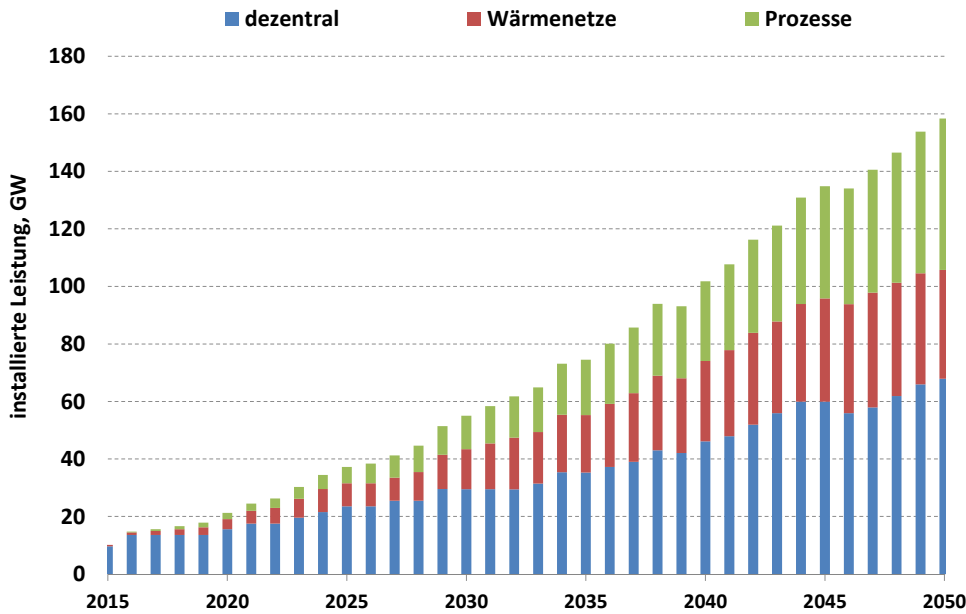


Abb. 37 Entwicklung der installierten Leistung von solarthermischen Anlagen für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme in Einzelgebäuden (dezentral), in Verbindung mit Wärmenetzen und in Gewerbe- und Industrieprozessen

#### 4.1.3 Energiespeicher und Power-to-Hydrogen-/Gas-/Fuel-Techniken

Abb. 38 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazität von stationären Batterien (in GWh) sowie von Wandlern erneuerbaren Stroms in synthetische Energieträger (in GW) und Abb. 39 zeigt die Entwicklung der installierten Kapazität von dezentralen und zentralen Wärmespeichern.

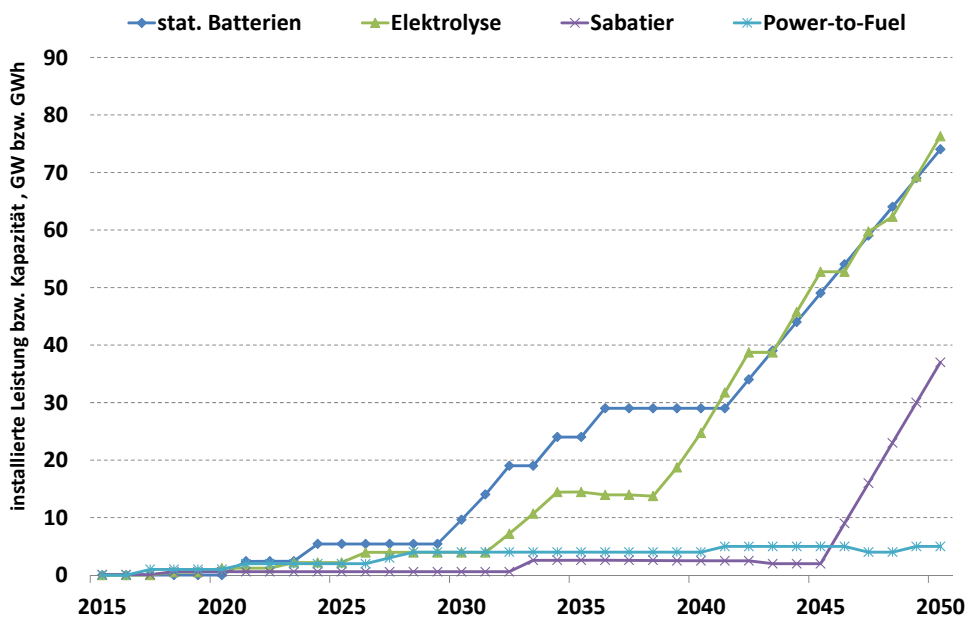


Abb. 38 Entwicklung der installierten Kapazität bzw. Leistung von stationären Batterien und Anlagen zur Konversion erneuerbaren Stroms (Sonne, Wind) in synthetische Energieträger

Die sinkende Verfügbarkeit fossiler Brennstoffe einerseits und der stetige Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien andererseits bedingen einen steigenden Bedarf. Speicher ermöglichen dabei eine zeitliche Anpassung von Stromerzeugung und –nutzung und Wandler von erneuerbarem Strom in synthetische Energieträger erlauben einerseits eine flexible Stromnutzung zu Zeiten eines hohen Stromdargebots von Sonne und/oder Wind und können andererseits die weniger werdenden fossilen Energieträger kompensieren. Die Darstellung zeigt, dass im Kontext des Systemumbaus zunächst Kurzzeitspeicher (dezentrale Wärmespeicher, stationäre Batterien) installiert werden, gefolgt von großen Wärmespeichern in Wärmenetzen, Elektrolyseuren und schließlich Umwandlungseinheiten erneuerbaren Stroms in Methan (Sabatier-Anlagen), die erst in der letzten Phase der Transformation (2040er Jahre) im großen Stil benötigt werden.

Analyse des 85%- Szenarios

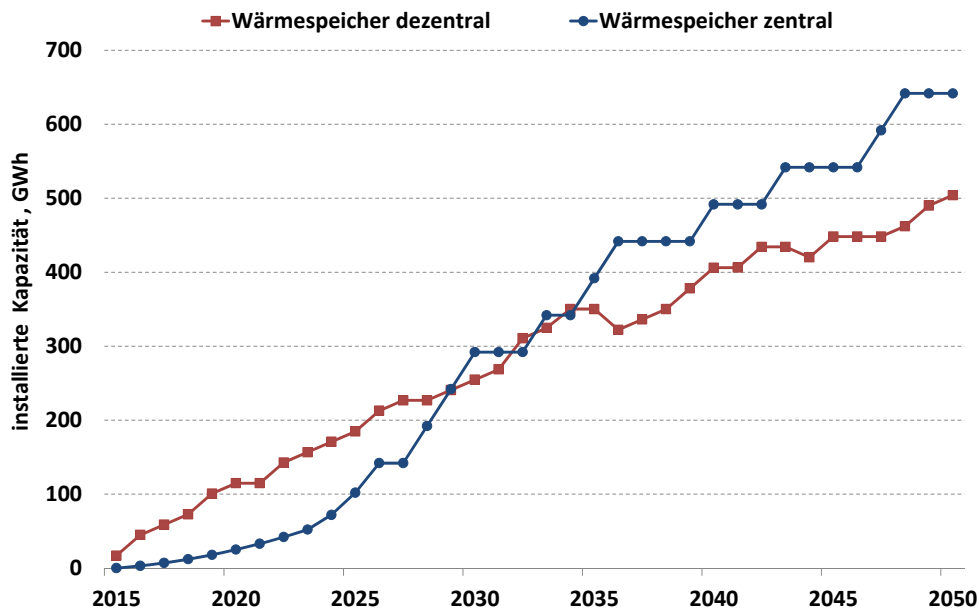


Abb. 39 Entwicklung der installierten Kapazität bzw. Leistung von dezentralen Wärmespeichern und zentralen, an Wärmenetze gekoppelten Wärmespeichern

#### 4.2 Kostenentwicklung 2015-2050

In Kapitel 3.2 wurden die kumulativen Kosten der untersuchten Szenarien für den Zeitraum 2015 bis 2050 dargestellt und mit den entsprechenden Kosten des Referenzsystems verglichen. In Abb. 40 ist der zeitliche Verlauf der Kosten für das ausgewählte Szenario mit 85 % CO<sub>2</sub>-Reduktion dargestellt (Abb. 40 oben). Zugleich zeigt die Darstellung die Kosten für das Referenzsystem (Abb. 40 Mitte) und die Differenz der Kosten ohne und mit CO<sub>2</sub>-Emissionskosten (Abb. 40 unten). In der gezeigten Darstellung wurden Kosten in Höhe von 100 € pro Tonne CO<sub>2</sub> als konstanter Wert über den gesamten Zeitraum angesetzt und es wurden gleichbleibende Preise für Import von fossilen Energierohstoffen angenommen.

Wie bereits in Abschnitt 3.2.3 ausgeführt ergeben sich für diesen Wert – nämlich 100 € pro Tonne CO<sub>2</sub>-Emissionen – über den gesamten Zeitraum 2015 bis 2050 nahezu gleiche Gesamtkosten für das 85%-Szenario und den Referenzfall und auch in der zeitlichen Entwicklung verlaufen die Differenzkosten nahe der Nulllinie. Im 85%-Szenario kompensieren sich unter diesen Bedingungen geringer werdende Brennstoffkosten und Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen mit steigenden Investitionen (einschl. Finanzierungskosten) sowie Betriebs- und Wartungskosten.

Eine gleichartige Darstellung bei einer Preissteigerung für den Import von fossilen Energierohstoffen (Erdgas, Erdöl und Erdölprodukte, Steinkohle) von real 2 % und einem Verlauf der der CO<sub>2</sub>-Kosten entsprechend Abb. 29 zeigt Abb. 41.

Analyse des 85%- Szenarios

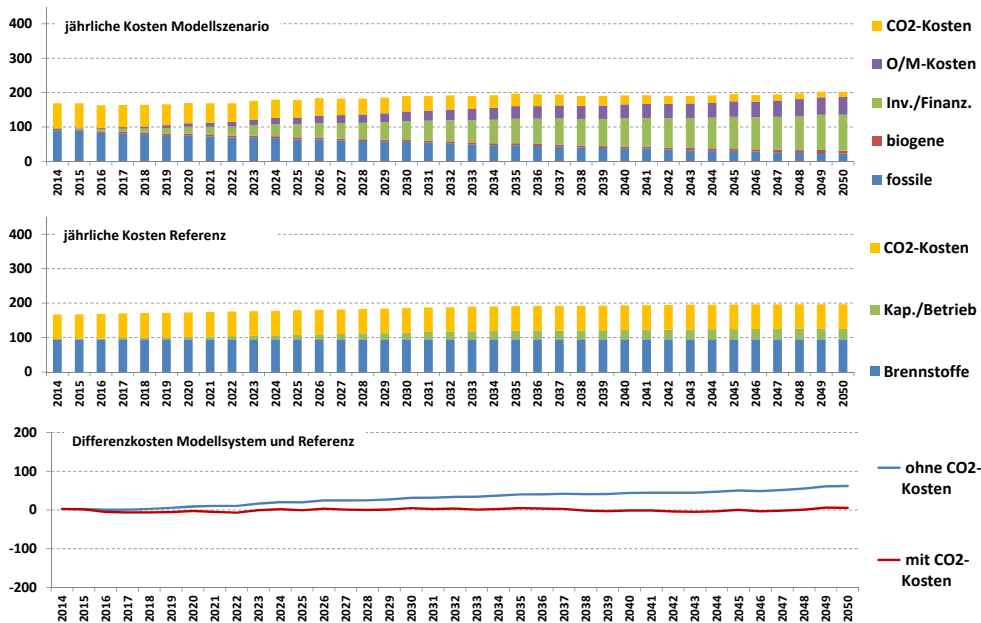


Abb. 40 Zeitliche Entwicklung der Kosten für das 85%-Szenario (oben), die Brennstoffkosten sowie CO<sub>2</sub>-Kosten des Referenzszenarios (Mitte) und die Differenzkosten zwischen Modellsystem und Referenz (unten). Die Darstellung gilt für konstante Kosten in Höhe von 100€/Tonne, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden

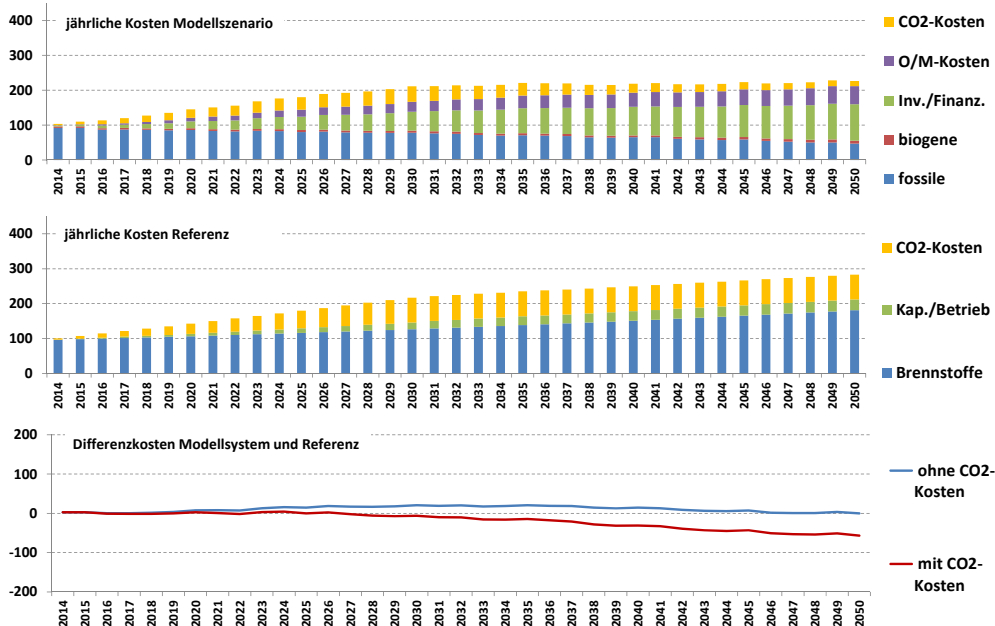


Abb. 41 Gleiche Darstellung wie in Abb. 40, jedoch für folgende Bedingungen:  
 - 2 % jährliche Preissteigerung für die Importkosten fossiler Energien  
 - CO<sub>2</sub>-Emissionskosten entsprechend Abb. 29

Hier ergeben sich für beide Szenarien kontinuierlich steigende Kosten, die sich für das 85%-Szenario ab Beginn der 2030er Jahre tendenziell stabilisieren, während für das Referenzszenario auf Grund der steigenden Preise für den Import fossiler Energierohstoffe eine fortwährende Zunahme auftritt. Wie bereits in Abschnitt 3.2.3 ausgeführt ergeben sich unter diesen Randbedingungen für das 85%-Szenario rund 8 % niedrigere kumulative Gesamtkosten für den Zeitraum 2015 bis 2050 als für den Referenzfall.

## 4.2.1 Anmerkung zur Frage der Diskontierung

Die Frage der Diskontierung zukünftiger Güter bzw. Maßnahmen auf der Ebene von Volkswirtschaften hat eine Dimension, die weit über Fragen rein finanzmathematischer Berechnungsmethoden hinausgeht, und zwar insbesondere dann wenn wesentliche Auswirkungen auf die Lebensbedingungen zukünftiger Generationen zu erwarten sind. Zum Beispiel schreibt Dieter Birnbacher: »Zunehmend wird erkannt, dass Diskontierung nicht unabhängig von ethischen Fragen zu diskutieren ist« [31]. Im gleichen Aufsatz »Lässt sich die Diskontierung der Zukunft rechtfertigen?« stellt er die vielfältigen Diskussionen um das Für und Wider der Diskontierung zukünftiger Investitionen im Zusammenhang bedeutsamer Entwicklungen von Gesellschaften und deren monetärer Betrachtung dar. Das Umweltbundesamt hat in einer Publikation zu Methodenfragen bei der Schätzung von Umweltkosten [18] folgendes Vorgehen bezüglich der Wahl der Diskontrate vorgeschlagen: »Zusammenfassend ergibt sich damit für die Wahl der sozialen Diskontrate folgende Konvention: Für kurzfristige Zeiträume (bis ca. 20 Jahre) ist mit einer Diskontrate von 3 Prozent zu rechnen. Für weiter in die Zukunft reichende Schäden setzen wir die Diskontrate standardmäßig auf 1,5 Prozent. Des Weiteren ist bei generationenübergreifenden Betrachtungen eine Sensitivitätsrechnung mit einer Diskontrate in Höhe von 0 Prozent durchzuführen.«

In den Optimierungsrechnungen wurde deshalb durchgängig mit einer Diskontrate von 3 % gearbeitet, d.h. es werden tendenziell weiter in der Zukunft liegende Investitionen bevorzugt. In der Darstellung der Ergebnisse wurde jedoch bislang keine Diskontierung zukünftiger Kosten berücksichtigt, also mit den realen Kosten gerechnet, die Jahr für Jahr anfallen. Dieses Vorgehen ist neben der oben genannten generellen Diskussion um die angemessene Diskontrate vor allem darin begründet, dass wir die Kostenentwicklung von Technologien ebenso wie den Einfluss von Kostenänderungen für fossile Brennstoffe durch steigende Importpreise oder Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden, explizit in unserer Analyse und Diskussion in den Kapiteln 3.2 und 4.2 berücksichtigt haben. Dennoch soll hier am Beispiel des 85%-Szenarios die Auswirkung unterschiedlicher Diskontraten exemplarisch dargestellt werden.

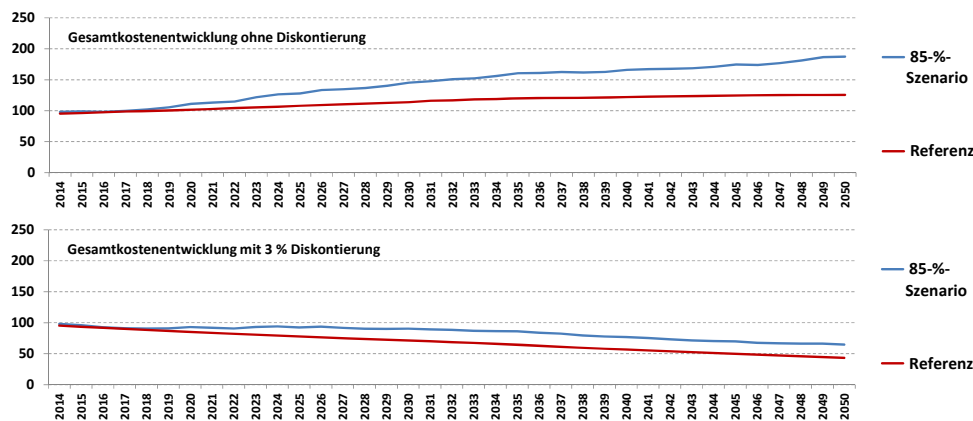


Abb. 42 Gesamtkostenentwicklung für das 85%-Szenario und den Referenzfall ohne Diskontierung (oben) und mit Diskontierung bei einer Diskontrate von 3 % (unten). Dabei gelten folgende Bedingungen:  
- keine Preissteigerungen für fossile Energieträger  
- keine CO<sub>2</sub>-Emissionskosten

Abb. 42 zeigt die Kostenentwicklung für das 85%-Szenario und den Referenzfall im Vergleich bei einer Diskontrate von 0 % (oben) und einer Diskontrate von 3 % (unten). Der Verlauf zeigt deutlich den Einfluss der Diskontierung, die dazu führt, dass Zahlungen umso weniger ins Gewicht fallen, je weiter sie in der Zukunft liegen. Im konkreten Fall führt eine Diskontierung mit einer Diskontrate von 3 % dazu, dass aus steigenden Kosten fallende Kosten werden. Die kumulativen Gesamtkosten der beiden Szenarien für unterschiedliche Diskontraten im Vergleich zeigt Tabelle 2. Je höher die Diskontrate desto niedriger sind die kumulativen Gesamtkosten und desto kleiner werden die Differenzen zwischen den verglichenen Szenarien.

Im Sinne einer konsistenten Vergleichbarkeit gilt für alle weiteren Angaben in dieser Studie eine Betrachtung ohne Diskontierung.

Diskontrate	Referenz	85%-Szenario
0%	4212 Mrd. €	5342 Mrd. €
1%	3509 Mrd. €	4401 Mrd. €
2%	2961 Mrd. €	3671 Mrd. €
3%	2529 Mrd. €	3100 Mrd. €

Tab. 2 Kumulative Gesamtkosten für den Zeitraum 2014 bis 2050 des 85%-Szenarios und des Referenzfalls für unterschiedliche Diskonraten

### 4.3 Gesamtkosten für Betrieb und Erhalt nach erfolgter Transformation

Bislang wurden kumulative Gesamtkosten für den Umbau des Energiesystems bis zum Jahr 2050, ausgehend vom Ausbaustand im Jahr 2013, betrachtet. Wird der Umbau im Jahr 2050 als abgeschlossen betrachtet, so sind keine weiteren Ausbau- oder Umbauinvestitionen notwendig, sondern das System muss dann im erreichten Stand erhalten und betrieben werden. Es fallen also Ersatzinvestitionen, Finanzierungskosten für diese Ersatzinvestitionen, Betriebs- und Wartungskosten sowie Kosten für weiterhin genutzte fossile Energieträger und Energieträger aus Biomasse an.

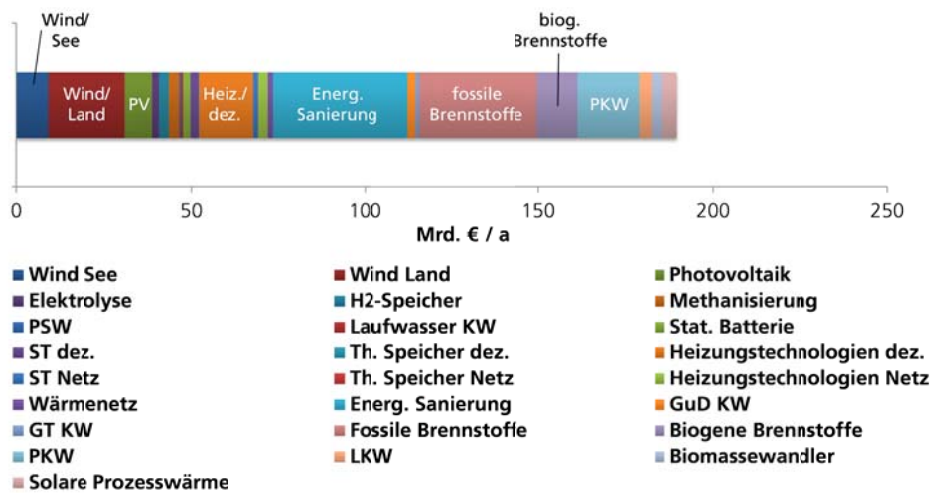


Abb. 43 Zusammensetzung der jährlichen Kosten des 85%-Systems im „eingeschwungenen“ Zustand, also nach abgeschlossenem Systemumbau

Abb. 43 zeigt die Gesamtkosten für das 85%-System im »eingeschwungenen« Zustand. Hier sind für alle technischen Komponenten jeweils die Kosten für Ersatzinvestitionen, Finanzierung und Betrieb und Wartung zusammengefasst. Die Kosten für fossile Brennstoffe basieren dabei auf der Annahme, dass im Zeitraum bis 2050 keine reale Preissteigerung stattfindet. Die wesentlichen Kostenanteile resultieren von Wind- und Solaranlagen zur Stromerzeugung, den (Mehr-) Kosten für dezentrale Heizungs-techniken (Mehrkosten bezogen auf die Referenztechnologie Gasbrennwertkessel), Kosten für energetische Sanierung von Gebäuden, (Mehr-) Kosten für die veränderte Zusammensetzung der PKW-Flotte sowie Kosten von fossilen und biogenen Brennstoffen.

Einen Vergleich der jährlichen Gesamtkosten für alle Endverbraucher für das 85%-System und unser heutiges Energiesystem zeigt Abb. 44. Für das heutige System standen entsprechende Daten von 2008 und 2011 zur Verfügung [32], [33]. In der Darstellung des heutigen Systems setzen sich die Kosten aus Kosten für heimische und importierte Primärenergie und allen sonstigen Kosten, die in den Endverbraucherpreisen enthalten sind, zusammen. Um eine Vergleichbarkeit herzustellen wurde dabei

für das 85%-System ein pauschaler Betrag von 30 % für Steuern und Gewinne angenommen, der auf die Systemkosten und Brennstoffkosten aufgeschlagen wird. Anders als in der Darstellung für das heutige System sind hier Betriebs- und Wartungskosten in den Systemkosten enthalten.

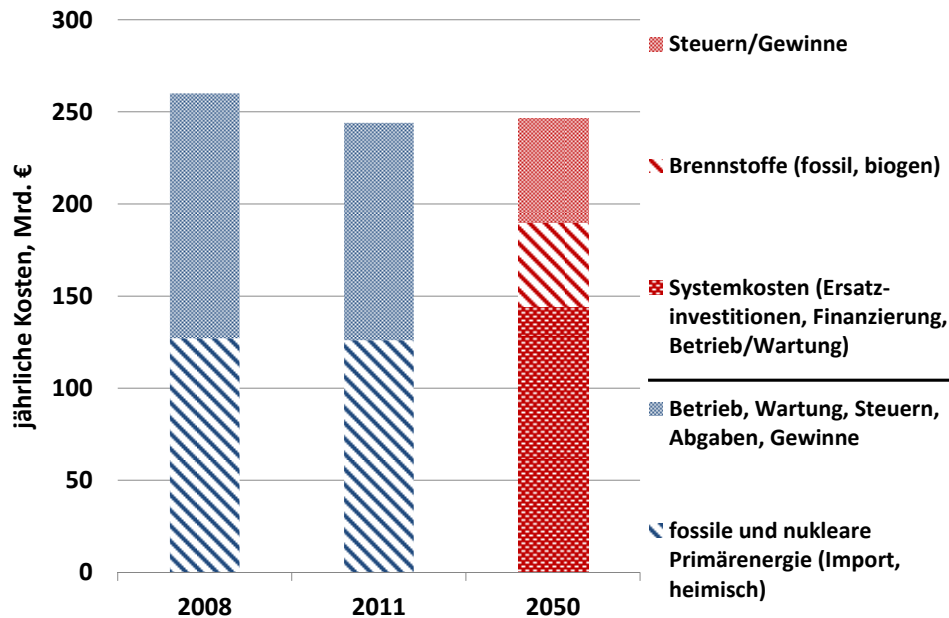


Abb. 44 Vergleich der jährlichen Endverbraucherkosten des deutschen Energiesystems in den Jahren 2008 und 2011 (basierend auf Daten aus [32], [33]) (Balken links und Mitte) und für das untersuchte System mit 85 % CO<sub>2</sub>-Minderung (Balken rechts)

Im Ergebnis zeigt sich, dass die jährlichen Endverbraucherkosten im Fall des dargestellten Systems mit einer Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in einem sehr ähnlichen Bereich liegen wie die entsprechenden Werte des heutigen Systems. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass ein zukünftiges Energiesystem mit deutlich abgesenkten CO<sub>2</sub>-Emissionen nach erfolgtem Umbau aus makroökonomischer Sicht auch wirtschaftlich vorteilhaft ist, zumal wenn die Kosten für fossile Energieträger steigen.

#### 4.4 Energiebilanz nach erfolgter Transformation

Wird der Umbau des Energiesystems im Jahr 2050 als abgeschlossen betrachtet, so wird das System im dann erreichten Stand erhalten und betrieben. Für dieses Jahr ergeben sich die in Abb. 45 angegebenen Werte für alle Energieflüsse und installierten Leistungen bzw. Kapazitäten.

Die gesamte im System genutzte Primärenergie beträgt für das 85%-Szenario nach erfolgter Transformation rund 2050 TWh und somit 57 % des heutigen Primärenergieaufkommens (ohne Primärenergie für nichtenergetische Nutzung). Davon stammen – wie in Abb. 46 zu sehen ist – 67 % aus erneuerbaren Quellen. Dabei ist anzumerken, dass Strom und Wärme (einschl. Umweltwärme) aus erneuerbaren Quellen als Primärenergie definiert wurden (und nicht die auf die jeweiligen Anlagen eintreffende Energie, also die Energie der Windströmung oder der einfallenden Solarstrahlung). Der niedrigere Primärenergiebedarf hat zwei wesentliche Gründe. Einerseits führen die energetische Sanierung von Gebäuden sowie die angenommene Abnahme des Strombedarfs für klassische Stromanwendungen und die angenommene Abnahme des Prozesswärmebedarfs der Industrie durch Effizienzzuwächse zu Reduktionen im Verbrauch. Andererseits entfallen wesentliche Verluste in den Wandlungsketten. Insbesondere die Verluste im heutigen Kraftwerkssektor fallen weitgehend weg, da nur noch ein kleiner Anteil von Strom in thermischen Kraftwerken erzeugt wird. Auch der

veränderte Mix an Antriebskonzepten im Bereich des Straßenverkehrs führt dazu, dass der Anteil von Konzepten mit hoher Wandlungseffizienz zunimmt und der Anteil von reinen Verbrennungsmotoren abnimmt.

Analyse des 85%- Szenarios

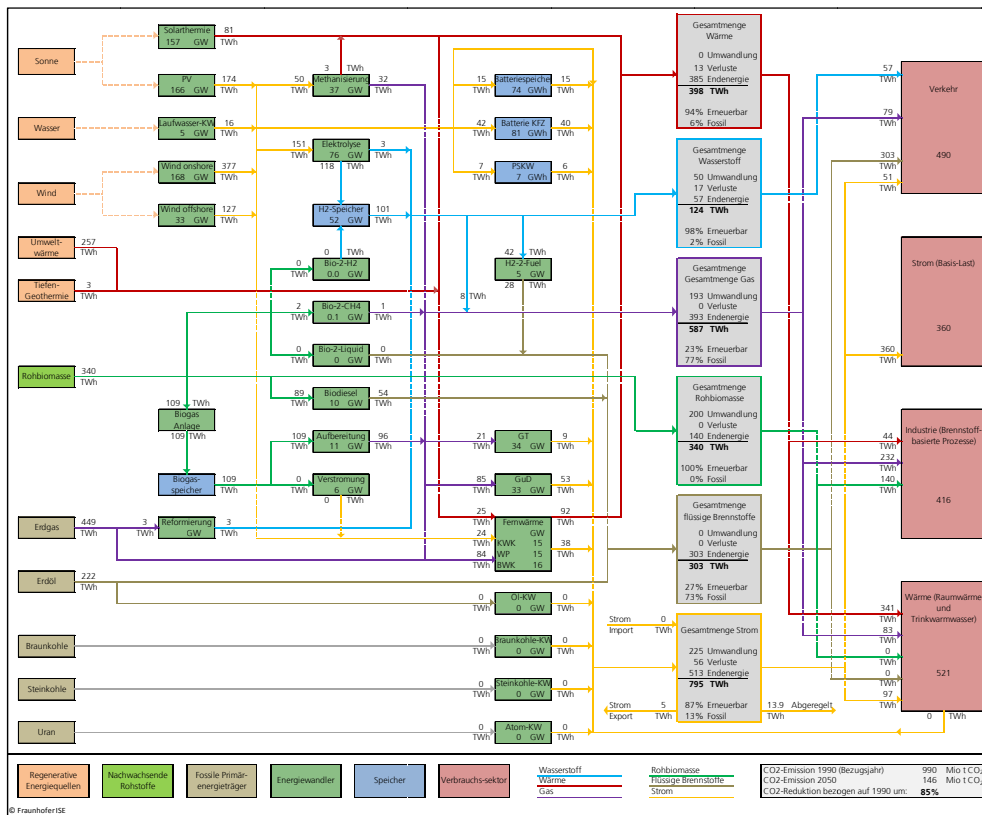


Abb. 45 Energieflüsse und installierte Leistungen der Komponenten des Energiesystems im Jahr 2050 (85%-Szenario)

Die absoluten Anteile erneuerbarer Energien an der Primärenergie betragen im 85%-System: Strom Photovoltaik 9 %, Strom Wind Land 18 %, Strom Wind See 6 %, Laufwasser 1 %, Solarthermie 4 %, Umweltwärme 13 %, Rohbiomasse 16 %.

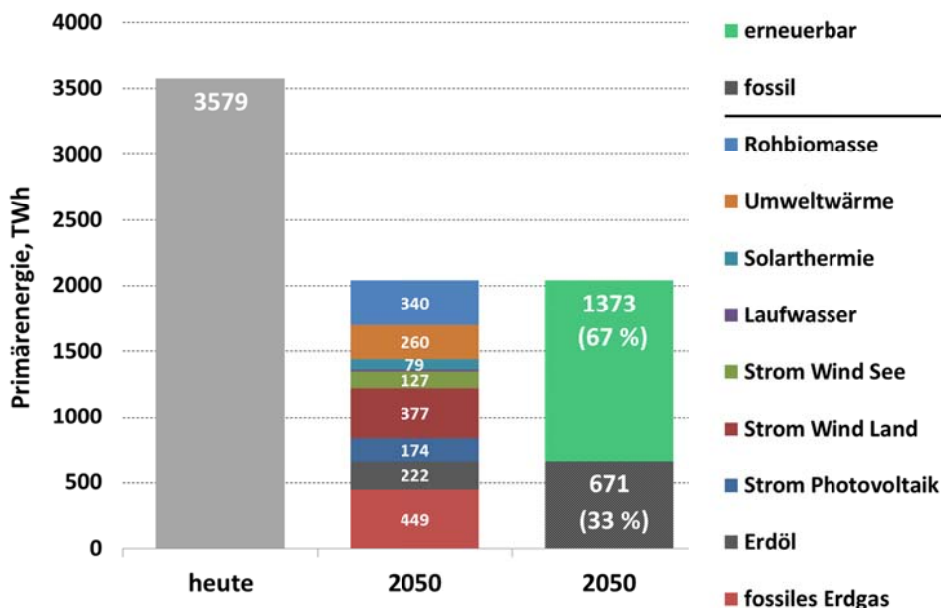


Abb. 46 Primärenergieaufkommen und -zusammensetzung im Jahr 2050 für das 85%-Szenario (mittlerer und rechter Balken) im Vergleich zum Primärenergieaufkommen heute (linker Balken)

Die Verwendung von Endenergie nach modifizierten Nutzungsbereichen (zur Definition siehe Abschnitt 2.1) zeigt Abb. 47.

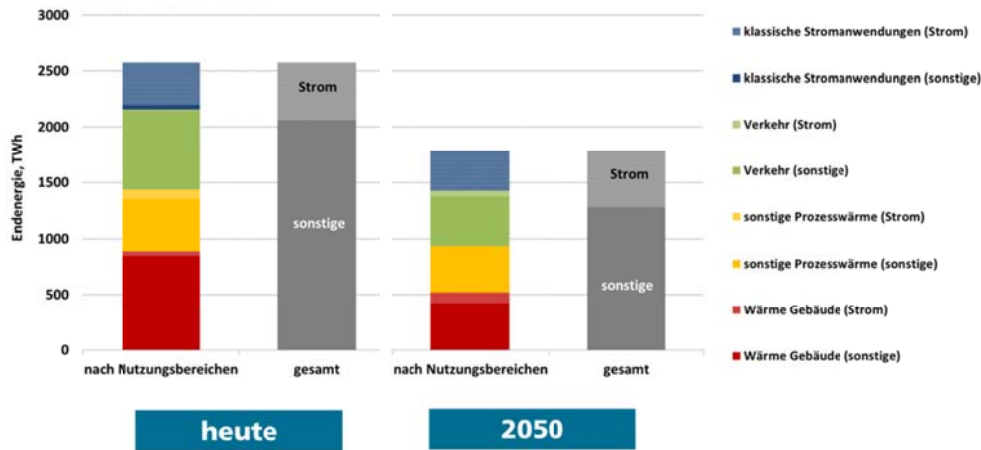


Abb. 47 Endenergieverteilung auf die in Abschnitt 2.1 definierten Nutzungsbereiche heute und im Jahr 2050 für das 85%-Szenario

Dabei wird deutlich, dass der Endenergieverbrauch abnimmt (von heute 2575 TWh auf knapp 1790 TWh und damit um rund 30 %); Grund hierfür ist einerseits die Reduktion des Stromverbrauchs bei klassischen Stromanwendungen, die angenommene Reduktion des Prozesswärmebedarfs in Gewerbe und Industrie und die Reduktion des Bedarfs an Raumwärme aufgrund energetischer Sanierung von Gebäuden und andererseits die effizientere Nutzung der Endenergie Strom im Wärmebereich durch den hohen Anteil an Wärmepumpen sowie im Verkehrsbereich in Elektrofahrzeugen. Der relative Anteil von Strom als Endenergie steigt, die absolute Menge bleibt mit rund 510 TWh jedoch nahezu gleich.

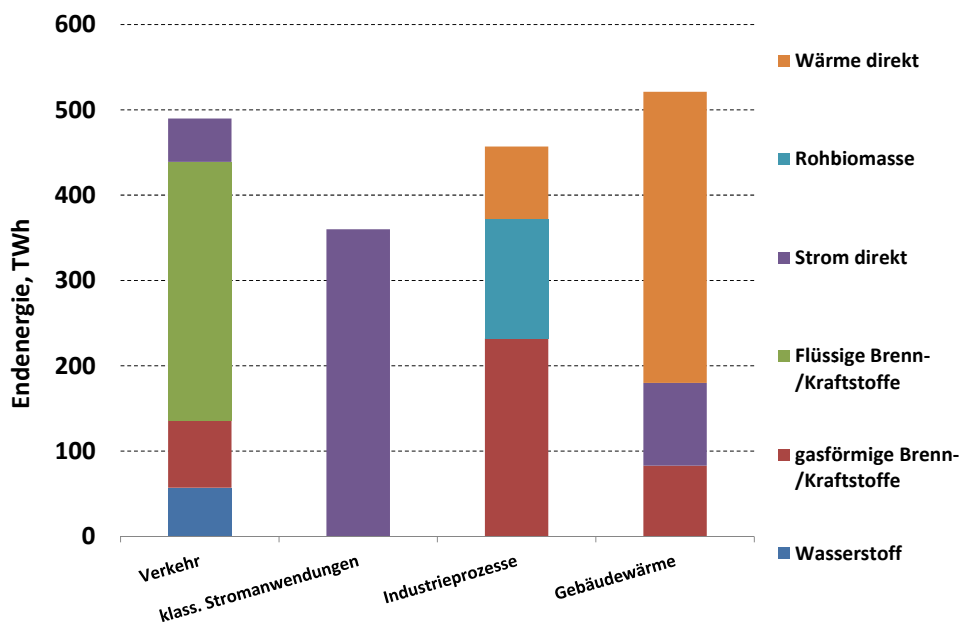


Abb. 48 Aufteilung der Endenergieträger auf die in Abschnitt 2.1 definierten Nutzungsbereiche für das 85%-Szenario

In Abb. 48 ist die Aufteilung der Endenergieträger auf die verschiedenen, in Abschnitt 2.1 definierten Nutzungsbereiche für das 85%-System detaillierter dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Verkehrssektor noch von flüssigen Kraftstoffen dominiert wird. Dies liegt am ausgewählten Verkehrsszenario für den Straßenverkehr (Verkehrsszenario »Mix«) und zusätzlich an der Annahme, dass Schifffahrt und Luftverkehr vollständig auf flüssigen Kraftstoffen basieren. Im Gebäudebereich spielt direkt genutzte Wärme eine zentrale Rolle. Darunter fällt einerseits Fernwärme, die sich aus unterschiedlichen Quellen speist und andererseits Solarwärme, die in Einzelgebäuden genutzt wird. Für



Wärmeanwendungen direkt genutzter Strom wird überwiegend effizient in elektrischen Wärmepumpen in Nutzwärme gewandelt und gasförmige Brennstoffe anteilig in Gaswärmepumpen.

Die Zusammensetzung der Stromerzeugung im 85%-System zeigt Abb. 49 und die Zusammensetzung der Stromverwendung Abb. 50. Es wird deutlich, dass sowohl die Stromerzeugung als auch die Stromnutzung höher ist als heute. Im Jahr 2013 betrug die Stromerzeugung 633 TWh und die Nutzung 515 TWh; die Differenz setzt sich aus Verlusten und Eigenverbrauch im Kraftwerkssektor (in Summe 71 TWh) und Netto-Stromexport (rund 34 TWh) zusammen.

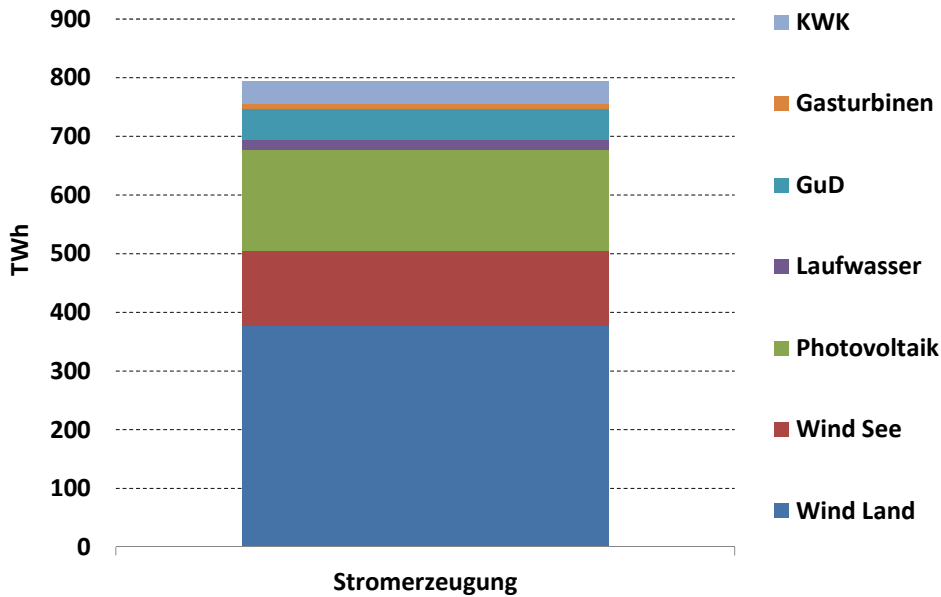


Abb. 49 Zusammensetzung der Stromerzeugung im 85%-System

Im 85%-System beträgt die Stromerzeugung knapp 800 TWh. Dabei entfallen auf fluktuierende erneuerbare Energien rund 85 % (Wind Land 47 %, Wind See 16 %, Photovoltaik 22 %).

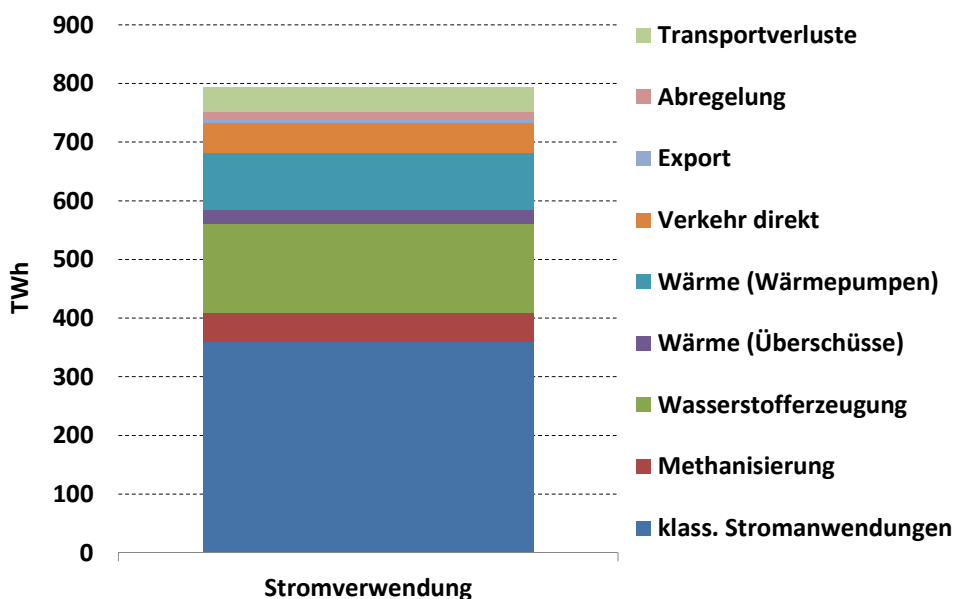


Abb. 50 Zusammensetzung der Stromverwendung im 85%-System

Rund die Hälfte des genutzten Stroms entfällt im 85%-System auf klassische Stromanwendungen. Die andere Hälfte verteilt sich auf Wasserstoffherzeugung (20 %), Strom für elektrische Wärmepumpen (13 %), Elektromobilität mit Batterie-Elektromotor-Fahrzeugen (7 %), Methanisierung (7 %), die Umwandlung von Strom in Wärme in Widerstandsheizungen (3 %) und der Rest entfällt auf Export (1 %). Nicht weiter nutzbarer Überschussstrom in Höhe von 2 % muss abgeregelt werden und 6 % des erzeugten Stroms geht durch Transport verloren.

Insgesamt werden 733 GWh Strom im System genutzt (dieser Wert enthält alle in Abb. 50 gezeigten Anteile mit Ausnahme von Transportverlusten, Export und Abregelung). Dies sind rund 42 % mehr als heute (515 TWh im Jahr 2013). Die wesentliche kleinere Differenz zwischen Stromaufkommen und genutztem Strom im Jahr 2050 im Vergleich zu heute ist vor allem durch wesentlich geringeren Eigenverbrauch im Kraftwerkssektor bedingt.

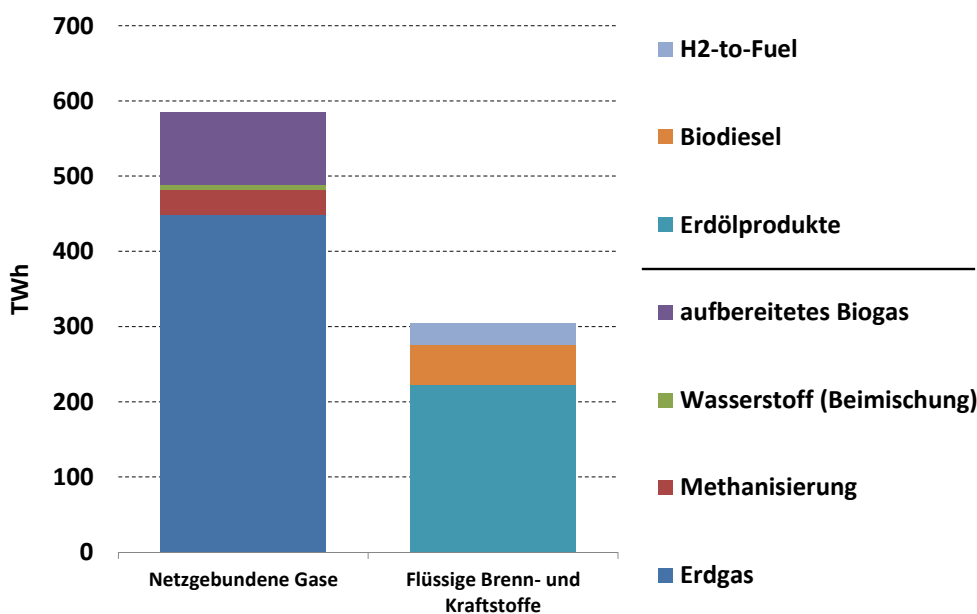


Abb. 51 Zusammensetzung der Herkunft von netzgebundenen Gasen (linker Balken) und flüssigen Brenn- und Kraftstoffen (rechter Balken) im 85%-System

Im 85%-System werden 587 TWh netzgebundene gasförmige Energieträger verwendet, die sich zu 76 % aus Erdgas und zu 24 % aus verschiedenen gasförmigen Energieträgern zusammensetzen, die aus erneuerbaren Quellen stammen. Dies sind Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet wurde (17 %), Methan aus Sabatier-Anlagen (5 %) und Wasserstoff, der als Beimischung dem Erdgasnetz zugeführt wird (1 %). Die Zusammensetzung der netzgebundenen gasförmigen Energieträger zeigt der linke Balken in Abb. 51.

Die Menge der im 85%-System genutzten flüssigen Brenn- und Kraftstoffe beträgt 303 TWh. Die Zusammensetzung zeigt der rechte Balken in Abb. 51. Davon entfallen 73 % auf Erdölprodukte, 18 % auf Biodiesel und 9 % auf synthetische flüssige Kraftstoffe, die mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden (Power-to-Liquid).

#### 4.5 Bedeutung von Stromimport und Stromexport

Die Möglichkeit des Imports und Exports von Strom kann potenziell im zukünftigen Energiesystem eine wesentlich größere Rolle spielen als dies heute der Fall ist. So könnte in Zeiten, in denen nicht ausreichend erneuerbarer Strom aus Sonne und Wind

zur Verfügung steht Strom aus Nachbarländern importiert werden und Strom zu Zeiten negativer Residuallasten exportiert werden. Dadurch könnten auch Speicherkapazitäten z. B. in den Alpenländern oder Skandinavien erschlossen werden. Allerdings hängt die Entwicklung des möglichen Umfangs von Stromimport- und export entscheidend davon ab, wie sich die Stromversorgung der Nachbarländer und Europas insgesamt entwickelt. Bei einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie und Wind werden sich bei den unmittelbaren Nachbarn ähnliche Zeitverläufe für die regenerative Stromerzeugung ergeben, da Großwetterlagen maßgeblichen Einfluss auf den Verlauf haben. Insofern hängt auch die langfristige Entwicklung des Zeitverlaufs des Strompreises für Verkauf und Einkauf maßgeblich davon ab, wie sich der Ausbau der Stromversorgung in Europa entwickelt.

In unseren bislang dargestellten Berechnungen haben wir auf Grund der Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Stromerzeugung in Europa angenommen, dass Import und Export von Strom keine wesentliche Rolle spielt und die Kapazität für Stromimport und -export wurde – wie in Abschnitt 2.2.3 ausgeführt – auf 5 GW begrenzt. Um jedoch trotz der oben beschriebenen Problematik eine Vorstellung davon zu gewinnen, welchen Einfluss ein großflächiger Austausch von Strom mit Nachbarländern auf die Systementwicklung hätte, haben wir eine Optimierungsrechnung für das 85%-Szenario durchgeführt, bei der Stromimport und -export eine hohe Priorität gegeben und eine Gesamtkuppelleistung von 56 GW angenommen wurde [19]. Die heutige Gesamtkuppelleistung beträgt 15 GW. Hinsichtlich der Entwicklung der Austauschleistung haben wir eine lineare Zunahme von 15 GW heute bis auf 56 GW in 2050 angenommen. Außerdem wurden folgende Annahmen für Stromimport und -export getroffen:

- Einkaufspreis für Stromimport konstant bleibend von 2015 bis 2050: 80 €/MWh
- Erlöse für Stromexport konstant bleibend von 2015 bis 2050: 0 €/MWh
- Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen für Importstrom: 0 g/kWh. Dieser Wert ist natürlich unkorrekt und auch für das Jahr 2050 unrealistisch. Wir haben dennoch diesen Wert gewählt, um ein Extremszenario zu betrachten.

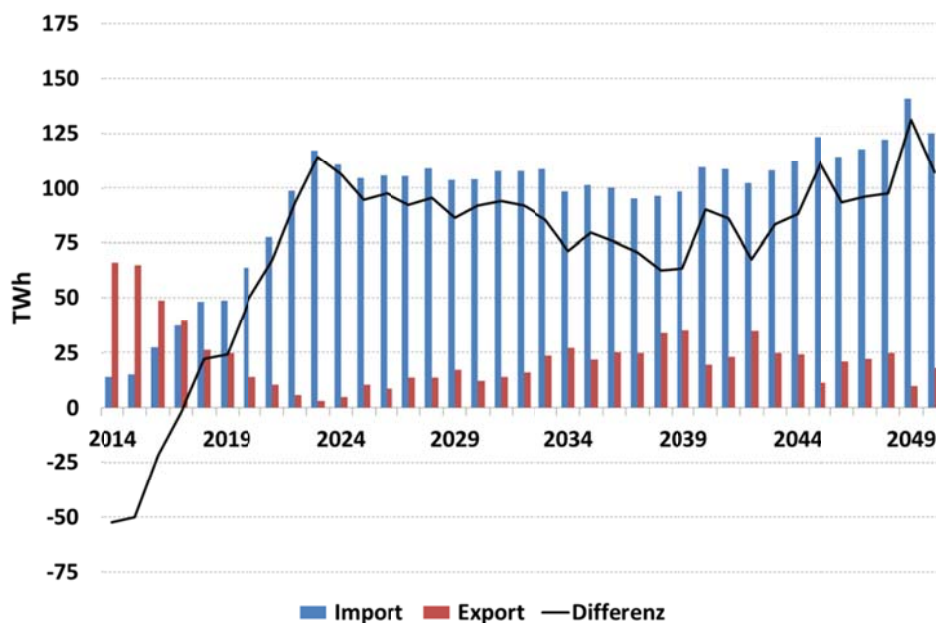


Abb. 52 Stromimport und Stromexport sowie Differenz im modifizierten 85%-Szenario (Quelle: [8])

Abb. 52 zeigt den Verlauf von Stromimport und -export für den betrachteten Zeitraum in diesem modifizierten 85%-Szenario. Zugleich ist der Nettoimport dargestellt, also

die Differenz aus beiden Werten. Während in den wenigen nächsten Jahren ein Exportüberschuss resultiert, wechselt dies bereits nach kurzer Zeit in einen Importüberschuss, der ab Beginn der 2020er Jahre auf Werten zwischen rund 75 TWh pro Jahr und 125 TWh pro Jahr liegt. Im Jahr 2050 liegt der Wert für Stromimport bei rund 125 TWh und damit bei knapp 16 % des gesamten Stromaufkommens. Exportiert werden in diesem Jahr 18 TWh und somit rund 2 % des genutzten Stroms. Den Zeitverlauf der installierten Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaik im modifizierten 85%-Szenario zeigt Abb. 53. Diese Abbildung kann direkt mit Abb. 32 aus Abschnitt 4.1.1 verglichen werden. Es zeigt sich, dass der Ausbau weitgehend identisch verläuft, trotz der hohen möglichen Importleistung für Strom aus dem Ausland.

Analyse des 85%- Szenarios

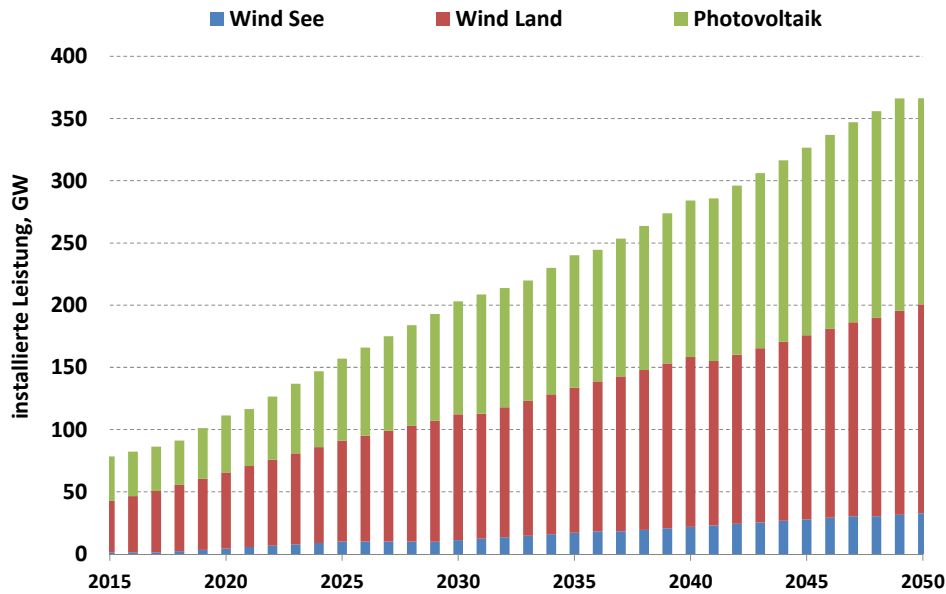


Abb. 53 Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung mit Sonne und Wind für das modifizierte 85%-Szenario. Die Darstellung kann mit der entsprechenden Entwicklung für das 85%-Szenario ohne hohe Kapazität für Stromimport und -export verglichen werden (Abb. 32)

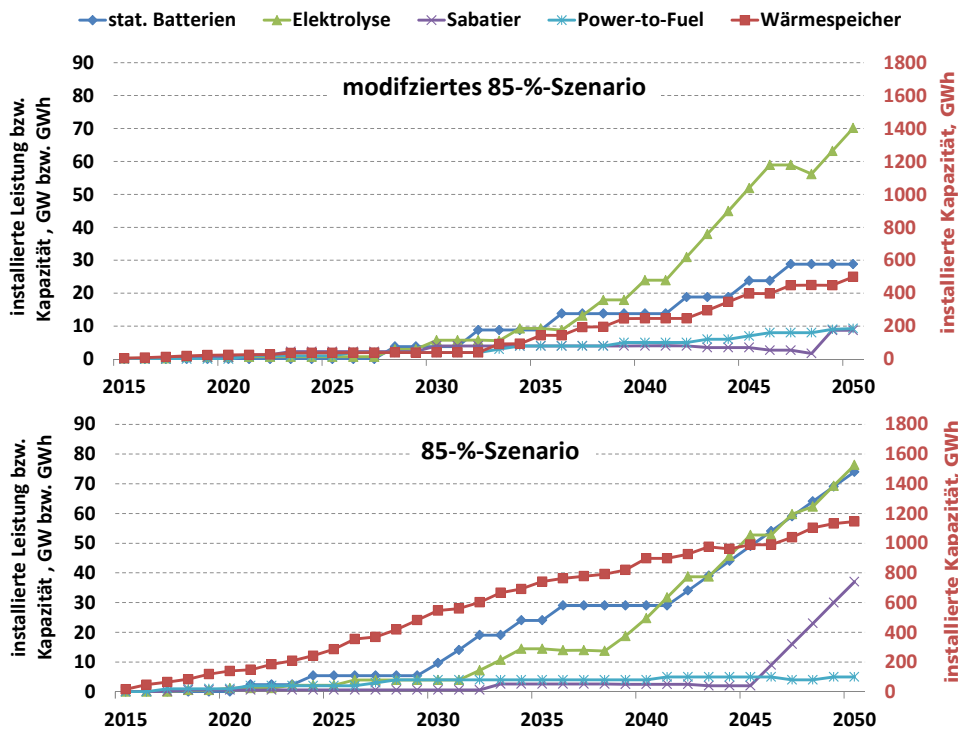


Abb. 54 Entwicklung der installierten Kapazität bzw. Leistung von Speichern bzw. Wandlern erneuerbaren Stroms in synthetische Energieträger im modifizierten 85%-Szenario mit erhöhter Kapazität für Import und Export von Strom (oben) und für das 85%-Szenario ohne erhöhte Kapazität für Import und Export von Strom (unten)

Jedoch resultiert aufgrund des möglichen Imports und Exports von Strom eine geringere Installation von Energiespeichern und Wandlern von erneuerbarem Strom in synthetische Energieträger (siehe Abb. 54) als im entsprechenden 85-%-Szenario ohne erhöhte Kapazität für Import und Export von Strom; zum Vergleich ist eine entsprechende Darstellung für das 85-%-Szenario ohne erhöhten Stromimport- und -export mit dargestellt. Die Werte für dezentrale und zentrale Wärmespeicher wurden hierfür zu einem Summenwert zusammengefasst.

Zugleich zeigt sich, dass die erhöhte Kapazität für Import und Export von Strom nicht nur zu einem insgesamt geringeren Wert führt sondern auch zu einem späteren Ausbau von Speichern (stationäre Batterien, Wärmespeicher). Lediglich der Verlauf des Ausbaus von Elektrolyseanlagen verläuft weitgehend identisch; hier ist der Bedarf durch den wachsenden Anteil an Kraftfahrzeugen bedingt, die Brennstoffzellen mit Elektromotoren als Antriebskonzept verwenden. Diese Entwicklung wurde durch Festlegung auf das Verkehrsszenario »Mix« für das 85-%-Szenario vorgegeben. Auch auf den Ausbau von Anlagen zur Erzeugung flüssiger Kraftstoffe (Power-to-Fuel) und gasförmiger Energieträger (Sabatier) kann im Szenario mit erhöhtem Stromimport und -export nicht völlig verzichtet werden, da entsprechende synthetische Brenn- und Kraftstoffe für die Sektoren Verkehr und Wärme benötigt werden.

Unter den hier gemachten Annahmen würde das modifizierte 85-%-Szenario zu niedrigeren kumulativen Gesamtkosten führen als das zuvor betrachtete entsprechende Szenario ohne erhöhte Kapazität für Stromimport und -export. Für Letzteres ergaben sich kumulative Gesamtkosten – bei gleichbleibenden Preisen für fossile Energieträger und ohne Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden – von rund 5350 Mrd. €. Der entsprechende Wert für das modifizierte 85-%-Szenario beträgt knapp 4800 Mrd. €. Bei einem konstanten Preis für importierten Strom von real 80 €/MWh liegen demnach die Importkosten für Strom niedriger als die summarischen Kosten für einen größeren Ausbau von Techniken zur Energiespeicherung und Wandlung erneuerbarer Energien in synthetische Energieträger. Allerdings ist dabei zu bedenken, dass wir von der Extrem Betrachtung ausgegangen sind, dass importierter Strom nicht zu CO<sub>2</sub>-Emissionen beiträgt.

Die Analyse des modifizierten 85-%-Szenarios zeigt einerseits, dass der Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung mit Sonne und Wind – selbst bei sehr optimistischen Annahmen für den CO<sub>2</sub>-Gehalt importierten Stroms und unter der Annahme, dass dieser Strom auch immer in benötigter Menge zur Verfügung steht – unabhängig von der möglichen Kapazität von Stromimporten und Stromexporten erforderlich ist, um die vorgegebenen Maximalmengen erlaubter CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht zu überschreiten. Andererseits zeigt die Analyse, dass der Ausbau von Speichern und Wandlern erneuerbaren Stroms in synthetische Energieträger geringer ausfallen kann, wenn eine größere Option für Stromimporte und -exporte gegeben ist.

#### 4.6 Zusammenfassung zur Betrachtung des 85-%-Szenarios

Die detaillierte Analyse des 85-%-Szenarios und des Systems, das damit im Jahr 2050 erreicht wurde, liefert folgende Erkenntnisse:

- Das Primärenergieaufkommen reduziert sich im Vergleich zu heute (Bezugsjahr 2013) um rund 43 % auf dann rund 2050 TWh. Davon entfallen 57 % auf erneuerbare Energieträger, wobei Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien als Primärenergie definiert wurden.
- Die installierte Leistung von Anlagen zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung liegt bei insgesamt 367 GW. Davon entfallen

166 GW auf Photovoltaik, 168 GW auf Wind an Land und 33 GW auf Wind auf See.

---

Analyse des 85%- Szenarios

---

- Der Endenergiebedarf reduziert sich um rund 30 % bezogen auf den heutigen Wert und liegt bei 1790 TWh. Grund für den reduzierten Bedarf ist einerseits die Reduktion des Stromverbrauchs bei klassischen Stromanwendungen und die Reduktion des Bedarfs an Raumwärme aufgrund energetischer Sanierung von Gebäuden und andererseits die effizientere Nutzung der Endenergie Strom im Wärmebereich durch den hohen Anteil an Wärmepumpen sowie im Verkehrsbereich in Elektrofahrzeugen.
- Die kumulativen Mehrkosten für den Umbau im Vergleich zur Betrachtung des Referenzfalls mit unverändertem Weiterbetrieb des Systems im heutigen Ausbauzustand liegen bei rund 1140 Mrd. € oder 27 % bezogen auf den Referenzfall. Dieser Wert resultiert dann, wenn keine Preissteigerungen für fossile Energieträger angenommen werden und ebenso keine Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden.
- Das Kostenbild ändert sich in dem Maße, in dem Preissteigerungen für fossile Energieträger auftreten und/oder Kosten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen wirksam werden. Geht man beispielsweise von einem Preisanstieg importierter fossiler Energieträger von 2 % pro Jahr aus und von einem linearen Anstieg der Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden auf 100 € im Jahr 2030, die dann bis 2050 auf diesem Wert verbleiben, so liegen die kumulativen Gesamtkosten des 85%-Szenarios um 600 Mrd. € (das entspricht 8 %) unter den vergleichbaren Kosten des Referenzfalls.
- Wird das im Jahr 2050 vorliegende System als »eingeschwungenes« System betrachtet, der Umbau also als abgeschlossen angesehen, so ergeben sich Gesamtkosten, die in einem sehr ähnlichen Rahmen liegen wie der entsprechende Wert heute, nämlich bei rund 250 Mrd. € pro Jahr. Auch diese Aussage gilt unter der Randbedingung, dass die Preise für fossile Energieträger bis 2050 unverändert bleiben und dass keine Kosten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden.

Aus heutiger Sicht sind die effiziente Wandlung und Nutzung von Energie sowie der Einsatz erneuerbarer Energien die zentralen Bausteine bei der Transformation heutiger Energiesysteme, die vor allem auf der Nutzung fossiler Energierohstoffe basieren, hin zu Energiesystemen mit signifikant niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Aus unserer Analyse lassen sich quantitative Werte für die notwendigen Leistungen und Kapazitäten wichtiger Energiewandler und Speicher wie auch Anlagen auf der Nutzungsseite ableiten, die zu solchen klimaschutzkompatiblen Systemlösungen führen. Es zeigt sich, dass für alle wichtigen Wandler erneuerbarer Energien insbesondere aus Wind und Sonne die notwendigen Mengen deutlich unterhalb der technischen Potenzialgrenzen liegen. Das im Detail betrachtete Szenario mit einer Absenkung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 % benötigt installierte Leistungswerte von 33 GW für Offshore-Windanlagen, 168 GW für Onshore-Windanlagen sowie 166 GW für Photovoltaikanlagen und rund 160 GW für solarthermische Anlagen. Zugleich impliziert dieses Szenario eine ambitionierte energetische Sanierung des Gebäudebestands und einen hohen Anteil von Wärmepumpen für die Gebäudebeheizung. Auf Grund einer wesentlich höheren Wandlungseffizienz im Gesamtsystem – insbesondere auch durch die Verdrängung heutiger thermischer Kraftwerke durch erneuerbare Energien, und durch die teilweise Verdrängung von Verbrennungsprozessen durch elektrische oder teilelektrische Wandler auf der Nutzungsseite – verbunden mit Verbrauchsreduktionen vor allem im Bereich der Gebäude und der originären Stromanwendungen sinkt das Primärenergieaufkommen für Energieanwendungen signifikant auf rund 60 % des heutigen Wertes und knapp 60 % dieses Aufkommens wird durch erneuerbare Energien gedeckt.

Im Vergleich der untersuchten Szenarien wird deutlich, dass eine Elektrifizierung des Straßenverkehrs, eine beschleunigte energetische Sanierung – allerdings nicht auf Passivhausniveau – und insbesondere ein beschleunigter Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die Stromerzeugung zu niedrigeren installierten Leistungen von Solar- und Windenergieanlagen sowie zu kostengünstigeren Transformationspfaden führen, als entsprechende Transformationspfade ohne diese Maßnahmen. Da die Umsetzung dieser Maßnahmen aus heutiger Sicht vor allem im Bereich des Verkehrs noch eine hohe Unsicherheit aufweist, haben wir uns dennoch entschieden, ein Szenario mit einem Mix unterschiedlicher Verkehrskonzepte vertieft zu betrachten. Dieses Szenario impliziert eine Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 85 %. Wird stattdessen eine Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen um 90 % angestrebt, so zeigt sich im Vergleich dieser beiden Systeme ein Kipppunkt im Systemausbau. So erfordert das 90-%-Ziel eine deutlich größere Menge an Wind- und Solaranlagen, eine wesentlich weitgehendere energetische Sanierung des Gebäudesektors und zugleich finden im Bereich der Wärmeversorgung von Einzelgebäuden nahezu nur noch elektrische Wärmepumpen Verwendung. Zugleich werden in diesem Szenario auch wesentlich mehr Anlagen zur Herstellung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe aus erneuerbaren Energien benötigt. Der Vergleich dieser beiden Systeme gibt insofern Hinweise darauf, dass es wichtig ist Zielwerte zu definieren, um rechtzeitig mit dem Auf- bzw. Ausbau entsprechender Infrastrukturen zu beginnen und bei der energetischen Sanierung von Gebäuden, die eine lange Standzeit haben, einen entsprechend hohen Effizienzstandard zu erreichen.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis betrifft die Frage der wirtschaftlichen Umsetzung der Transformation des Energiesystems. Die Dekarbonisierung der deutschen Energieversorgung ist kein Selbstläufer. Um die politisch erwünschten Klimaschutzziele insgesamt und auf der Zeitachse zu erreichen, sind erhebliche Investitionen in den Umbau notwendig. Dieser Umbau umfasst sowohl die Energiewirtschaft als auch – mehr oder weniger – alle Verbrauchssektoren. Insofern sind Investitionen von verschiedenen

Beteiligten erforderlich – von der öffentlichen Hand ebenso wie von gewerblichen, institutionellen und privaten Investoren. Diese Investitionen in Anlagen und sonstige Maßnahmen z. B. energetische Sanierungsmaßnahmen, bedingen zugleich Kosten für Betrieb und Wartung; außerdem entstehen Kosten für ihre Finanzierung. All diesen zusätzlichen finanziellen Aufwänden stehen kontinuierlich zunehmende Einsparungen gegenüber, die daraus resultieren, dass die Menge importierter fossiler Energierohstoffe kontinuierlich abnimmt.

Die Untersuchung von neun verschiedenen Klimaschutzszenarien zeigt, dass die kumulierten Gesamtkosten für Umbau und Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems über den betrachteten Zeitraum von 2015 bis 2050 auch der kostengünstigsten Klimaschutzszenarien höher sind als die Kosten eines Referenzszenarios, bei dem das Energiesystem entsprechend seinem Stand im Jahr 2014 bis 2050 unverändert verbleibt. Diese Aussage gilt dann, wenn die Preise für importierte fossile Energierohstoffe konstant bleiben und keine Kosten auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden. Unter diesen Bedingungen betragen die kumulativen Mehrkosten des betrachteten 85-%-Szenarios verglichen mit dem Referenzszenario rund 1100 Mrd. €. Ein gleichmäßiges Umlegen dieser Mehrkosten auf die Jahre 2014 bis 2050 führt auf mittlere jährliche Mehrkosten von rund 30 Mrd. €, was in etwa 0,8 % des deutschen Bruttoinlandsprodukts im Jahr 2013 entspricht.

Das Bild bezüglich der kumulativen Gesamtkosten ändert sich in dem Maße, in dem die Kosten für fossile Energieträger ansteigen – sei es durch steigende Weltmarktpreise oder durch Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden, also z. B. Emissionszertifikate oder eine CO<sub>2</sub>-Steuer. So sind die kumulierten Gesamtkosten des 85-%-Szenarios, mit dem im Jahr 2050 eine Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen von 85 % (gegenüber 1990) erreicht wird, um rund 8 % niedriger als für das Referenzszenario, wenn die Preise für fossile Energieträger um jährlich 2 % real steigen und zugleich eine kontinuierlich ansteigende CO<sub>2</sub>-Abgabe erhoben würde, die bis zum Jahr 2030 auf 100 € pro Tonne CO<sub>2</sub> ansteigt, um dann bis 2050 auf diesem Wert zu verbleiben. Dieser Wert von 100 € pro Tonne würde Erdgas um rund 2,1 €-Cent pro kWh verteuern und Steinkohle um rund 3,4 €-Cent pro kWh.

Ein weiterer Aspekt betrifft die externen Kosten der Energieversorgung. In unserer gesamten Analyse wurde – mit Ausnahme der Untersuchungen zur Wirkung von Kosten, die auf CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben werden – keine Einbeziehung externer Kosten vorgenommen. Hier wäre eine detaillierte quantitative Analyse auf Basis der Mengengerüste möglich, die aus unseren Untersuchungen für die betrachteten Klimaschutzszenarien resultieren. An dieser Stelle ist nur die qualitative Aussage möglich, dass eine Einbeziehung externer Kosten, die z. B. aus Umweltauswirkungen durch den Abbau fossiler Brennstoffe (z. B. Braunkohle) resultieren, das betrachtete Referenzsystem – also einen unveränderten Weiterbetrieb unseres Energiesystems in der heutigen Form – mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich stärker verteuern würde als ein umgebautes Energiesystem, das überwiegend auf erneuerbaren Energien basiert.

Die neuen Rechnungen bestätigen unsere Ergebnisse aus der im November 2013 veröffentlichten Studie, wonach nach erfolgter Umstellung des Energiesystems die jährlichen Kosten eines klimaschutzkompatiblen Gesamtsystems nicht höher sind als die entsprechenden Kosten unseres heutigen Energiesystems. Diese Kosten ergeben sich aus Ersatzinvestitionen, Finanzierungskosten, Betriebs- und Wartungskosten und Verbrauchskosten für fossile und biogene Energierohstoffe sowie Steuern und Gewinnen.

Bei der Bewertung der Ergebnisse unserer Untersuchung ist es wichtig, darauf hinzuweisen, dass in der Analyse das Energiesystem isoliert – also losgelöst von der Volkswirtschaft – betrachtet wird. Eine umfassende volkswirtschaftliche Betrachtung, bei der



vollständige Wertschöpfungsanalysen durchgeführt werden, würde Hinweise darauf geben, welche volkswirtschaftlichen Effekte durch den Umbau des Energiesystems ausgelöst würden. Qualitativ lässt sich hier nur anmerken, dass – je nach Technologie bzw. Maßnahme – mehr oder weniger große Anteile der Um- und Ausbauinvestitionen im Zuge der Transformation des Energiesystems zu Wertschöpfung in Deutschland führen werden, selbst wenn für einige Technologien die Basiskomponenten importiert werden. Die Errichtung der Anlagen wird auf alle Fälle vor Ort erfolgen und zu entsprechender Wertschöpfung beitragen. Ähnliches gilt für Betrieb und Wartung der Anlagen, die notwendigerweise vor Ort erfolgt. Demgegenüber geht durch einen stetig sinkenden Import von fossilen Energieträgern nur in geringem Umfang lokale Wertschöpfung verloren, z. B. durch geringeren Bedarf der Konversion von Rohöl in unterschiedliche Erdölprodukte.

- [1] UBA: *Emissionen von Luftschadstoffen*. URL <http://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen> – Überprüfungsdatum 2015-09-22
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050*. 2012
- [3] EUROPEAN COMMISSION: *Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions : A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. Brussels, 2011
- [4] EU-COMMISSION: *The 2020 climate and energy package* – Überprüfungsdatum 2015-02-17
- [5] HENNING, Hans-Martin ; PALZER, Andreas: *100 % ERNEUERBARE ENERGIEN FÜR STROM UND WÄRME IN DEUTSCHLAND*. Freiburg, 11.2012
- [6] HENNING, Hans-Martin ; PALZER, Andreas: *ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050 : Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*. Freiburg, 11.2013
- [7] BMWi: *Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung* – Überprüfungsdatum 2015-09-22
- [8] PALZER, Andreas: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie. (eingereichte) Dissertation. 12.2015
- [9] TROST, Tobias ; HORN, Sönke ; JENTSCH, Mareike ; STERNER, Michael: *Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (2012), Nr. 3, S. 173–190 – Überprüfungsdatum 2015-03-17
- [10] DWD: *CDC - Climate Data Center*. URL <http://www.dwd.de/cdc> – Überprüfungsdatum 2015-03-18
- [11] DWD: *Veröffentlichungen zum COSMO-Modell (COSMO-EU, COSMO-DE, COSMO-DE EPS)*. URL [www.dwd.de](http://www.dwd.de) – Überprüfungsdatum 2015-03-18
- [12] AGORA: *Current and Future Cost of Photovoltaics : Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. 2015
- [13] KAH, Oliver ; FEIST, Wolfgang: *Wirtschaftlichkeit von Wärmedämm - Maßnahmen im Gebäudebestand 2005*. Darmstadt, Mai 2005
- [14] PILLEN, Nicole ; DISCHER, Henning ; HINZ, Eberhard ; ENSELING, Andreas: *Bericht 2010. dena-Sanierungsstudie. Teil 1 : Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung im Mietwohnungsbestand. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“*. 2010
- [15] STOLTE, Christian ; MARCINEK, Heike ; DISCHER, Henning ; HINZ, Eberhard ; ENSELING, Andreas: *Bericht 2011. dena-Sanierungsstudie. Teil 2 : Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“*. Berlin, 2012

- [16] BÜRGER, Veit ; HESSE, Tilmann ; PALZER, Andreas ; HERKEL, Sebastian ; ENGELMANN, Peter: *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050*. aktuell in Bearbeitung. Dessau - Roßlau, 2015. – aktuell in Bearbeitung
- [17] FEIST, Wolfgang: *EnerPHit und EnerPHio+i – Zertifizierungskriterien für die Modernisierung mit Passivhaus-Komponenten*. URL [http://www.passiv.de/de/03\\_zertifizierung/02\\_zertifizierung\\_gebaeude/04\\_enerphit/04\\_enerphit.htm](http://www.passiv.de/de/03_zertifizierung/02_zertifizierung_gebaeude/04_enerphit/04_enerphit.htm) – Überprüfungsdatum 2015-03-19
- [18] UMWELTBUNDESAMT (UBA): *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden : METHODENKONVENTION 2.0 ZUR SCHÄTZUNG VON UMWELTKOSTEN*. Dessau - Roßlau, August 2012
- [19] UMWELTBUNDESAMT: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*. Dessau - Roßlau, 2014
- [20] SCHLESINGER, Michael ; LINDENBERGER, Dietmar ; LUTZ, Christian: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose*. 2014
- [21] ZIESING, Hans-Joachim: *Klimaschutzszenario 2050 1. Modellierungsrunde*. Berlin, 2014
- [22] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG: *Szenarien der Mobilitätsentwicklung unter Berücksichtigung von Siedlungsstrukturen bis 2050*. Magdeburg, 2006
- [23] ENTSOE. URL <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx>. – Aktualisierungsdatum: 2012-08-27 – Überprüfungsdatum 2015-03-19
- [24] BNETZA: *Kraftwerksliste*. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). – Aktualisierungsdatum: 2014-10-29 – Überprüfungsdatum 2015-03-04
- [25] EEX: *Generation on the previous day* – Überprüfungsdatum 2012-08-20
- [26] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V.: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. 2008
- [27] INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT, VOITH HYDRO GMBH & CO. KG: *Die Energiewende erfolgreich gestalten: Mit Pumpspeicherkraftwerken*. 2014
- [28] NETZENTWICKLUNGSPLAN: *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 : Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2014
- [29] KIRCHNER, A. ; MATTHES, F. C.: *Endbericht Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken*. Basel/Berlin, 2009
- [30] HAAS, Karin ; HECKING, Claus: *"Wir müssen in den nächsten 25 bis 30 Jahren aussteigen" : Bundesumweltministerin Barbara Hendricks kündigt das Ende der Kohlekraftwerke an – und spricht über atomare Altlasten*. 26.07.2015 – Überprüfungsdatum 2015-09-18
- [31] BIRNBACHER, Dieter ; BRUDERMÜLLER, Gerd: *Zukunftsverantwortung und Generationensolidarität : (Schriftenreihe des Instituts für angewandte Ethik e.V.)*. Würzburg : Königshausen & Neumann GmbH, 2001
- [32] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Energie in Deutschland : Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*. 2010
- [33] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Energie in Deutschland : Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*. 2013

- [34] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Energy technology perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System*. 2012
- [35] REUTER, Andreas: *Wind On-/Offshore : Stromgestehungskosten für 2050*. 2014
- [36] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Technology Roadmap : Bioenergy for Heat and Power*. Paris, 2012
- [37] HOBOHM, Jens ; KRAMPE, Leonard ; PETER, Frank ; GERNKEN, Andree ; HEINRICH, Peter ; RICHTER, Maik: *Kostensenkungspotenziale der Offshore - Windenergie in Deutschland*. Berlin, 2013
- [38] KOST, Christoph ; MAYER, Johannes N. ; THOMSEN, Jessica ; HARTMANN, Niklas ; SENKPIEL, Charlotte ; PHILIPPS, Simon ; NOLD, Sebastian ; LUDE, Simon ; SCHLEGL, Thomas: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2013
- [39] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Yvonne ; NAEGLER, Tobias ; STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; OEHSEN, Amany von ; PAPE, Carsten ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“*. 2010
- [40] MAYER, Johannes N.: *Current and Future Cost of Photovoltaics : Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. 02.2015
- [41] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Energy technology perspectives 2010. Scenarios & strategies to 2050*. 2010
- [42] JAGER, David de ; KLESSMANN, Corinna ; STRICKER, Eva ; WINKEL, Thomas ; VISSER, Erika de ; KOPER, MICHELE, RAGWITZ, MARIO ; HELD, Anne ; RESCH, Gustav ; BUSCH, Sebastian ; PANZER, Christian ; GAZZO, Alexis ; ROULLEAU, Thomas ; GOUSSELAND, Pierre ; HERNIET, Marion: *Financing Renewable Energy in the European Energy Market. Final report*. 2011
- [43] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH: *dena-Netzstudie I – Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. 2005
- [44] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Energietechniken 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Politikbericht*. 2010
- [45] ASUE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E.V.: *BHKW - Kenndaten 2011 : Module Anbieter Kosten*. Frankfurt a. M., 2011
- [46] GANTEFORT, Wilhelm: *Beurteilung von Biogasanlagen mit Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen und realistische Kalkulation von Gaserträgern*. Heiden, 2006
- [47] WEIDNER, Eckard: *FG Biomasse : Stromgestehungskosten 2050*. o.J.
- [48] FNR: *Faustzahlen Biogas*. URL <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [49] ALBRECHT, Uwe ; ALTMANN, Matthias ; MICHALKSI, Jan ; RAKSHA ; TETYANA ; WEINDORF, Werner: *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase : Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH*. 2013
- [50] ZECH, Konstantin ; GRASEMANN, Elias ; OEHMICHEN, Katja ; KIENDL, Isabel ; SCHMERSAHL, Ralf ; RÖNSCH, Stefan ; WEINDORF, Werner ; FUNKE, Simon ; MICHAELIS, Julia ; WIETSCHEL, Martin ; SEIFFERT, Michael ; MÜLLER-LANGER, Franziska: *Hy-NOW Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse*. 2013

- [51] KARL, Jürgen ; KIENBERGER, Thomas ; KRÖNER, Martin: *Auf dem Holzweg. Methangasgewinnung*. In: *Erneuerbare Energien - Das Magazin* (2010) – Überprüfungsdatum 2015-03-23
- [52] JENSEN, Dierk: *Effizienzsteigerung im Fermenter*. In: *VDI Nachrichten* (2014), Nr. 19. URL <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Effizienzsteigerung-im-Fermenter> – Überprüfungsdatum 2015-03-23
- [53] BUNDEMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG: *Abschlussbericht für das BMBF - Verbundprojekt "Biogaseinspeisung" : Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank*. Band 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs - und Aufbereitungsverfahren. 2009. – Band 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs - und Aufbereitungsverfahren
- [54] DEUTSCHES BIOMASSEFORSCHUNGSZENTRUM: *Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte*. Sonderheft zum DBFZ Report. Leipzig, 2011. – Sonderheft zum DBFZ Report
- [55] WIESE, Lars: *Energetische, exergetische und ökonomische Evaluierung der thermochemischen Vergasung zur Stromerzeugung aus Biomasse*. Hamburg, TU Hamburg Harburg. Dissertation. 2007. URL <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/BJJYKPUXC7OYN3RYEFR7ULI7FSLTQCF4/full/1.pdf> – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [56] BECKMANN, Michael (Hrsg.); KLEMM, Marco (Hrsg.): *Strategien der energetischen Biomassenutzung* : TK Verlag Tomé- Kozmiensky, 2008
- [57] HENNING, H.-M. ; RAGWITZ, M. ; BÜRGER, V. ; JOCHEM, E. ; KRANZL, L. ; SCHULT, W.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie : Arbeitspaket 1 - Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebereichs*. 2012
- [58] FIRRISA, Melese Tesfaye ; VAN DUREN, Iris ; VOINOV, Alexey: *Energy efficiency for rapeseed biodiesel production in different farming systems*. In: *Energy Efficiency* (2013). URL [http://www.likbez.com/BE/10.1007\\_s12053-013-9201-2.pdf](http://www.likbez.com/BE/10.1007_s12053-013-9201-2.pdf) – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [59] LAMBAUER, J. ; FAHL, U. ; OHL, M. ; BLESLE, M. ; VOB, A.: *Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best - Practise Beispiele*. 2008
- [60] KREWITT, Wolfram ; NIENHAUS, Kristina ; KLEBMANN, Corinna ; CAPONE, Carolin ; STRICKER, Eva ; GRAUS, Wina ; HOOGWIJK, Monique: *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply. Summary*. Dessau-Roßlau, 2009
- [61] SDH: *Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants*. URL <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [62] MAUTHNER, Franz: *Task 52 - Solar Heat and Energy Economics in Urban Environments*. Bern, 2014 – Überprüfungsdatum 2015-03-23
- [63] HUMMEL: *Subtask A : Vienna University of Technology Energy Economics Group (EEG)*. 2nd Expert Meeting of Task 52. 2nd Expert Meeting of Task 52. 2014 – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [64] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; NAEGLER, Tobias ; HEIDE, Dominik ; LUCA DE TENA, DIEGO ; TRIEB, Franz ; SCHOLZ, Yvonne: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. 2012 (BMU - FKZ 03MAP146)

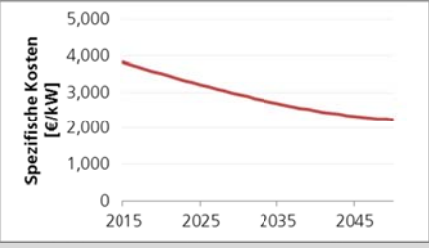
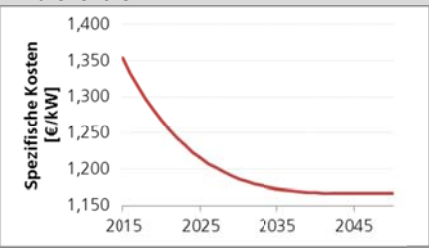
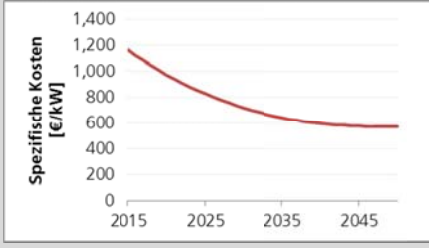
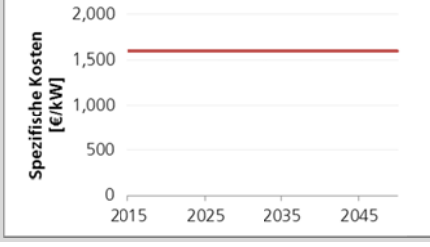
- [65] KOCK, Nils ; KALTSCHMITT, Martin: *Wärmenutzung bei geothermischen KWK - Anlagen : Technische Optionen und deren Bewertung*. In: *VDI - Berichte Nummer 2167* (2012) – Überprüfungsdatum 2015-02-11
- [66] WEIMANN, Thorsten: *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG : im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Vorhaben IIb (Geothermie) Endbericht*. 2011
- [67] ZEITLER, Rolf ; STOCKERL, Thomas: *Geothermieprojekt der Stadt Unterschleißheim*. In: *Dialog Geothermie Unterschleißheim* (2010), Nr. 1. URL <http://www.unterschleissheim.de/gtu-geothermie-unterschleissheim-ag.html> – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [68] *Geowärme Erding*
- [69] EWG: *Geothermie sichert umweltfreundliche Wärmeversorgung*. URL <http://www.ewg-garching.de/das-projekt/konzept/> – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [70] BAYERNWERK: *Sichere und effiziente Strom- und Erdgasnetze für Bayern*. URL <https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk> – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [71] GEOTHERMIE PULLACH: *Info-Veranstaltung*. Pullach, 2010 – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [72] GEOTHERMIE UNTERHACHING: *Daten & Fakten: Geothermie Unterhaching*. URL [https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa\\_daten\\_fakten.html](https://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html) – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [73] FÜREDER, Josef: *Geothermie Braunau-Simbach*. o.J.
- [74] EXORKA: *Geothermie – Wärme aus der Erde*. URL <http://exorka.de/de/was-ist-geothermie> – Überprüfungsdatum 2015-03-24
- [75] WIETSCHEL, Martin ; ARENS, Marlene ; DÖTSCH, Christian ; HERKEL, Sebastian ; KREWITT, Wolfram ; MARKEWITZ, Peter ; MÖST, Dominik ; SCHEUFEN, Martin: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung* : Fraunhofer Verlag, 2010
- [76] ERDMANN, Georg ; DITTMAR, Lars: *Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland*. Berlin, 2010
- [77] MATHES, DR. FELIX CHR. MATTHES ; HARTHAN, Ralph ; LORECK, Charlotte: *Schneller Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Kurzfristige Ersatzoptionen, Strom- und CO2-Preiseffekte Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland*. Berlin, 2011
- [78] FAHL, Ulrich ; BLES, Markus ; VOB, Alfred ; ACHTEN, Patrick ; BRUCHOF, David ; GÖTZ, Birgit ; HUNDT, Matthias ; KEMPE, Stefan: *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 Energieprognose 2009*. 2010
- [79] ADAMEK, Franziska ; AUNDRUP, Thomas ; GLAUNSINGER, Wolfgang ; KLEIMAIER, Martin ; LANDINGER, Hubert ; LEUTHOLD, Matthias ; LUNZ, Benedikt ; MOSER, Albert ; PAPE, Carsten ; PLUNTKE, Helge: *Energiespeicher für die Energiewende : Sanierungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. 2012
- [80] LUNZ, Benedikt: *Elektrochemische Speicher -Lithium-Ionen-Batterien*. 2014
- [81] HARTMANN, Niklas ; ELTROP, Ludger ; BAUER, Nikolaus ; SALZER, Johannes ; SCHWARZ, Simon ; SCHMIDT, Maike: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*. 2012

- [82] BUSSAR, Christian ; MOOS, Melchior ; ALVAREZ, Ricardo ; WOLF, Philipp ; THIEN, Tjark ; CHEN, Hengsi ; CAI, Zhuang ; LEUTHOLD, Matthias ; SAUER, Dirk Uwe ; MOSER, Albert: *Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation*. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 40–47 – Überprüfungsdatum 2015-02-16
- [84] STERNER, Michael: *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*. Kassel, Universität. Dissertation. 2009 – Überprüfungsdatum 2015-03-18
- [85] MITTELBACH, Martin: *Methanolgewinnung aus Biogas : Machbarkeits - Studie*. Graz, 2005
- [86] PEHNT, Martin: *Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (DLR) und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieverwendung. Dissertation. 2001-12-14. URL [http://www.ifeu.de/energie/pdf/dissertation\\_pehnt.pdf](http://www.ifeu.de/energie/pdf/dissertation_pehnt.pdf) – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [87] MÜLLER, Karsten ; FABISCH, Florian ; ARLT, Wolfgang: *Energy Transport and Storage using Methanol as a Carrier*. In: *Green* (2014), S. 19–25 – Überprüfungsdatum 2015-03-23
- [88] BOLLE, Friedrich-Wilhelm ; GENZOWSKY, Kristoffer ; GREDIGK-HOFFMANN, Sylvia ; REINDERS, Michael ; RIBE, Henry: *Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung - Phase I : Band I: Kompendium Wasserstoff*. Aachen, 2012
- [89] CHEMPARK: *Air Liquide plant Reformer im CHEMPARK Dormagen*. URL <http://www.chempark.de/de/air-liquide-plant-reformer-im-chempark-dormagen.html> – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [90] ROSTRUP-NIELSEN, Thomas: *High Flux Steam Reforming*. Haldor Topsoe A/S, Lyngby, Denmark, o.J.
- [91] RUTHARDT, Klaus ; RADTKE, Karsten Rick ; LARSEN, John: *Hydrogen Trends*. 2005
- [92] WINTER-MADSEN, Sandra ; OLSSON, Henrik: *Steam reforming solutions*. 2007
- [93] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG (BMVBS): *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden*. 2012 (07/2012)
- [94] DESTATIS: *Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Gebäudearten, Bauarbeiten (Hochbau)*. URL <https://www.govdata.de/web/guest/daten/-/details/destatis-service--1320123620> – Überprüfungsdatum 2015-02-12
- [95] INSTITUT WOHNEN UND UMWELT: *Untersuchung zur weiteren Verschärfung der energetischen Anforderungen an Wohngebäude mit der EnEV 2012 : Teil 1 - Kosten energierelevante Bau- und Anlagenteile in der energetischen Modernisierung von Altbauten*. Darmstadt, 2009
- [96] ERNST, Christina: *Abschlussbericht. Projekt. Modernisierung von Vorwärmanlagen (Kesselanlagen) in Gasdruckregel- und Messanlagen unter Berücksichtigung der Energieeffizienz und alternativer Konzepte*. 2011
- [97] LUCAS, K., GEBHARDT, M. ; KOHL, H. ; STEINRÖTTER, Th.: *Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung*. Duisburg - Rheinhausen, 2002
- [98] RECKNAGEL, Hermann ; SPRENGER, Eberhard ; SCHRAMEK, Eberhard: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. 75. Auflage. München : Oldenburg Industrieverlag, 2012

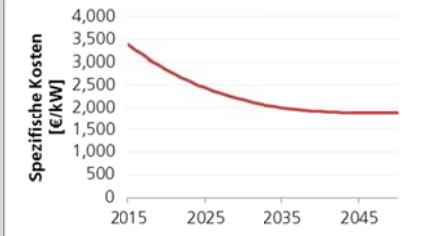
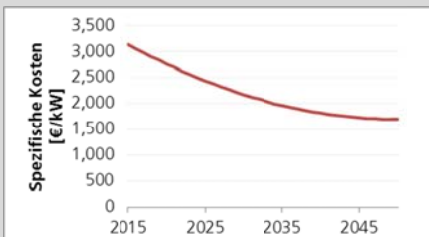
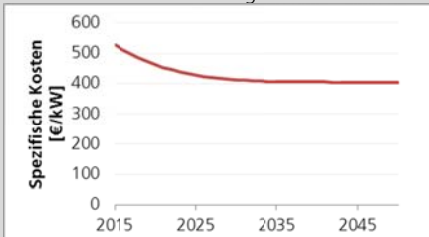
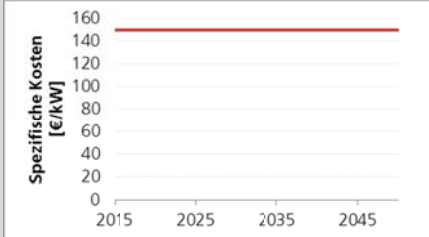
- [99] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, BAU UND STADTENTWICKLUNG: *Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012*. 2012
- [100] KEVAG (Hrsg.): *Sole-Wasser-Wärmepumpe*. 2006
- [101] SÄCHSISCHE ENERGIEAGENTUR GMBH: *Wärmepumpen Heizen mit Wärme aus der Umwelt*. o.J.
- [102] NITSCH, Joachim ; KREWITT, Wolfram ; NAST, Michael ; TRIEB, Franz ; SCHMID, Stephan ; KLANN, Uwe ; VIEBAHN, Peter: *Erneuerbare Energien Innovationen für die Zukunft*. 5. Aufl. Mai 2004
- [103] SCHULZ, Wolfgang: *Mittel- und langfristige Perspektiven der Technologieentwicklung für die Wärmeversorgung des Gebäudesektors*. Berlin, 2013 – Überprüfungsdatum 2015-03-23
- [104] TGA FACHPLANER: *Verkaufsstart der Zeolith - Gas - Wärmepumpe*. URL <http://www.tga-fachplaner.de/Newsarchiv/2010/3/Verkaufsstart-der-Zeolith-Gas-Waermepumpe,QUIEPTI3NTE3NSZNSUQ9MTA3OTg3.html> – Überprüfungsdatum 2015-02-10
- [105] KALTSCHMITT, Martin ; STREICHER, Wolfgang ; WIESE, Andreas: *Erneuerbare Energien : Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5. Aufl. : Springer Vieweg, 2012
- [106] KASA, Heli: *SO-PRO – Solar Process Heat Solarthermie in industriellen Prozessen : Ein Projekt im Rahmen des Programms „Intelligente Energie – Europa“*. 08.06.2010
- [107] LAMSFÜß, Friedrich: *Cofely macht mehr aus ihrer Energie : Ihr Partner in Effizienz in Technik und Service*. 2010. URL "Cofely macht mehr aus Ihrer Energie" bei SO-PRO-Workshop 2010 – Überprüfungsdatum 2015-02-11
- [108] NATIONALE ORGANISATION WASSERSTOFF-UND BRENNSTOFFZELLENTechnologie: *Ein Portfolio von Antriebssystemen für Europa: Eine faktenbasierte Analyse : Die Rolle von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen, Plug-in Hybridfahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen*. 2013
- [109] CROTOGINO, Fritz: *Wasserstoffspeicherung im geologischen Untergrund - Stand der Technik und Potential*. Hannover, o.J. URL [http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/05/201111\\_K%C3%B6ln\\_Cro-Wasserstoffspeicherung-im-geol-Untergrund.pdf](http://www.kbbnet.de/wp-content/uploads/2011/05/201111_K%C3%B6ln_Cro-Wasserstoffspeicherung-im-geol-Untergrund.pdf) – Überprüfungsdatum 2015-02-11

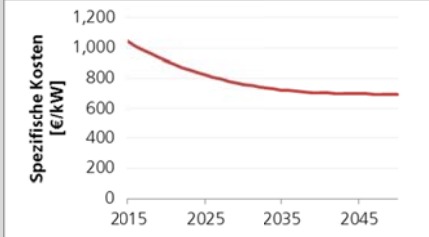


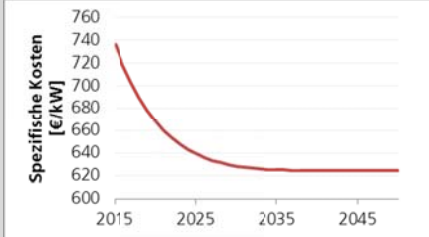
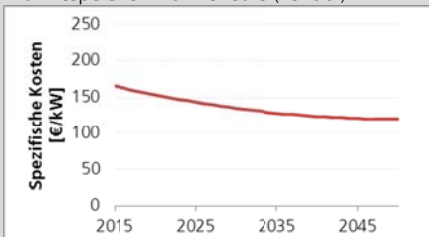

**Tabelle 3: Verwendete Kennzahlen für Komponenten (der K-Exponent beschreibt den Kurvenverlauf)**

Stromerzeugung (ohne Biomasse)				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Wind Offshore</b> 	Kosten 2013	€/kW	3978	[34]; [35]
	Kosten 2050	€/kW	2251	[34]; [35], [36]
	K.-Exponent	-	1.5	In Anlehnung an [37]
	Lebensdauer	a	20	[34]; [35]
	Volllaststunden	h	4000	E.A. basierend auf [37]
	M/O-Kosten	% Invest	3.03	[34] ; [35]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Wind Onshore</b> 	Kosten 2013	€/kW	1400	[38]
	Kosten 2050	€/kW	1167	[34];[35]; [38]
	K.-Exponent	-	4	In Anlehnung an [39]
	Lebensdauer	a	22.5	[34]; [36], [35]
	Volllaststunden	h	2500-2000	E.A. basierend auf [38]
	M/O-Kosten	% Invest	3.4	[34]; [35]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Photovoltaik</b> 	Kosten 2013	€/kW	1254	[34]; [12]
	Kosten 2050	€/kW	571	[12]
	K.-Exponent	-	2.5	In Anlehnung an [12]
	Lebensdauer	a	30	[34][36][12];
	Volllaststunden	h	1100-915	E.A. basierend auf [40]
	M/O-Kosten	% Invest	1.96	[34]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Wasserkraft</b> 	Kosten 2013	€/kW	1.600	[41]
	Kosten 2050	€/kW	1.600	[41]
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	[42]
	M/O-Kosten	% Invest	2	[41][42]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

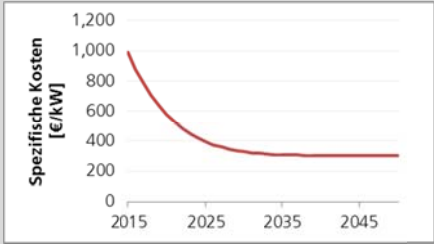
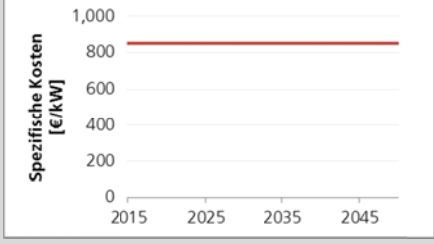
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Gasturbine</b>				
	Kosten 2013	€/kW	385	[34]
	Kosten 2050	€/kW	385	[34]
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen
	M/O-Kosten	% Invest	2	[34]
	Wirkungsgrad	%	42	[34]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>GuD-Kraftwerke</b>				
	Kosten 2013	€/kW	700	[39]; Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kW	700	[39]; Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	40	[43]; Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	3	[43]
	Wirkungsgrad	%	63,5	[44]; Expertenbefragung
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Biomasse</b>				
<b>Robbiogasverstromung (Biogas-BHKW)</b>				
	Kosten 2013	€/kW	560	[45]
	Kosten 2050	€/kW	500	[45]
	K.-Exponent	-	1.7	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[46], [47] Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	2.5	Expertenbefragung
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
	<b>Bioerdgas Aufbereitung</b>			
	Kosten 2013	€/kWh	750	[48]; Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kWh	240	[48]; Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	25	[49]
	M/O-Kosten	% Invest	3	[50]; Expertenbefragung
	Wirkungsgrad	%	88	[50];[51]; [52]
	kalk. Zins	%	7	[49]
<b>Fest-Biomasse- zu CH4</b>				
	Kosten 2013	€/kW	2426	[53]; [54]
	Kosten 2050	€/kW	1244	[53]; [54]
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[55]
	M/O-Kosten	% Invest	6	[50]
	Volllaststunden	H	8000	In Anlehnung an [54]
	Wirkungsgrad	%	61	[50]
kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	

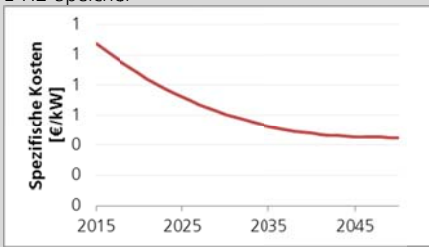
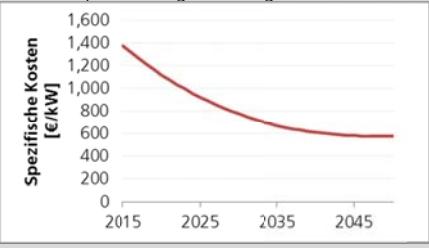
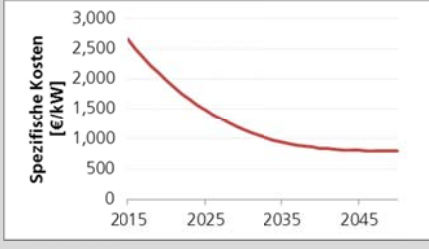
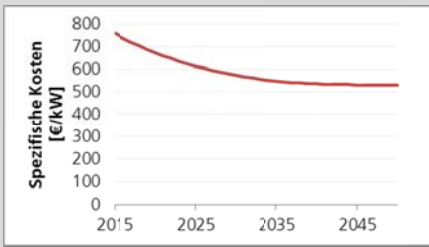
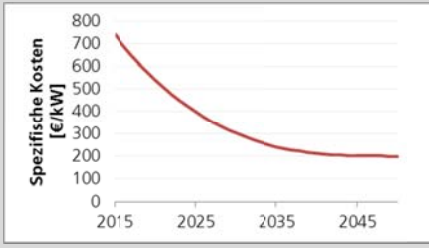
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen	
<b>Fest-Biomasse- zu H2</b> 	Kosten 2013	€/kW	3670	[50]; [53]; [54]	
	Kosten 2050	€/kW	1882	[50];[53]; [54]	
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	20	[55]	
	M/O-Kosten	% Invest	6	[50]	
	Volllaststunden	h	8000	Entsprechend Fest-Biomasse- zu CH4	
	Wirkungsgrad	%	48	[50]	
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	
	<b>Fest-Biomasse- zu Fuel</b> 	Kosten 2013	€/kW	3315	[53]; [54]
		Kosten 2050	€/kW	1700	[53]; [54]; Degression entsprechend Biomasse-Vergasung
K.-Exponent		-	2	Eigene Annahmen	
Lebensdauer		a	20	[55]	
M/O-Kosten		% Invest	6	[50]	
Volllaststunden		H	8000	[54]	
Wirkungsgrad		%	46	[56], [55];[50]	
kalk. Zins		%	7	Eigene Annahmen	
<b>Fest-Biomasse Verbrennung Industrie</b> 		Kosten 2013	€/kW	468	[57]
		Kosten 2050	€/kW	405	[57]; Degression entsprechend Biomassekessel/Holzessel
	K.-Exponent	-	5	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	20	Annahme: Gleiche Lebensdauer wie andere Kessel	
	M/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen	
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	
	<b>Biodiesel Anlage (aus Bio-Anbau Raps)</b> 	Kosten 2013	€/kW	150	[54]
		Kosten 2050	€/kW	150	[54]
		K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
		Lebensdauer	a	20	[46]
M/O-Kosten		% Invest	5	[50]	
Volllaststunden		h	5500	[54]	
Wirkungsgrad		%	60	[58]	
kalk. Zins		%	7	Eigene Annahmen	

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
	Kosten 2013	€/kW	1105	[54];[48]; Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kW	697	Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[46]; Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	5	[50]; Expertenbefragung
	Volllaststunden	h	8400	Expertenbefragung
	El. WG.	%	25	[45]
	Th. WG.	%	40	[45]
	CO2-Faktor	0,12	t CO2-Äq/MWh	[54]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

Wärmenetze					
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen	
	Wärmepumpen Wärmenetze	Kosten 2013	€/kW	781	[59]; [60]
	Kosten 2050	€/kW	625	[59]; [60]	
	K.-Exponent	-	6	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	20	[42]	
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	Eigene Annahmen	
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	
	Wärmespeicher Wärmenetze (zentral)	Kosten 2013	€/m³	171	Eigene Berechnungen basierend auf [61]
	Kosten 2050	€/m³	120	Eigene Berechnungen basierend auf [61]	
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	40	Eigene Annahmen	
	M/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen	
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	
	Solarthermie Wärmenetze	Kosten 2013	€/m²	265	[39], [62]
	Kosten 2050	€/m²	106	[39], [62]	
	K.-Exponent	-	3.5	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	30	[63]	
	M/O-Kosten	% Invest	1.4	[64]	
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>tiefe Geothermie Wärmenetze</b> 	Kosten 2013	€/kW	3936	[65]; [66]; Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kW	3146	[65]; [66]; Expertenbefragung [67], [68], [69], [70], [71], [72], [73], [74]
	K.-Exponent	-	5	[75]
	Lebensdauer	a	22	Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	3.65	Expertenbefragung
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
	<b>KWK Wärmenetze</b> 	Kosten 2013	€/kW	839
Kosten 2050		€/kW	736	[39]; [76]; [45];[41]; [77]; [78]
K.-Exponent		-	3	Eigene Annahmen
Lebensdauer		a	22	[41]
M/O-Kosten		% Invest	3	Eigene Annahmen
Leistung		MW	125	Eigene Annahmen
kalk. Zins		%	7	Eigene Annahmen

Speichertechnologien und Sonstige				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Stationäre Batterien</b> 	Kosten 2013	€/kWh	1260	[79];[80]
	Kosten 2050	€/kWh	304	[79]; Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	25	[44]; Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	Wirkungsgrad	%	95	[44]
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
<b>Pumpspeicherkraftwerke</b> 	jährliche fixe Speicherleistung	8.6	GW	[19]
	jährliche fixe Speicherkapazität	51.6	GWh	[19] [81]
	Kosten 2013	850	€/kW	Annahme: keine Kostendegression, daher Wert aus [82], [83] Expertenbefragung
	Kosten 2050	850	€/kW	Expertenbefragung
	Kosten O&M	1	%/a	Expertenbefragung
	Wirkungsgrad	80%	%	[19]
	Lebensdauer	80	a	Expertenbefragung

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>E-H2-Speicher</b> 	Kosten 2013	€/kWh	1.17	Eigene Annahmen
	Kosten 2050	€/kWh	0.45	Eigene Annahmen
	K.-Exponent	-	2.5	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	40	Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	Expertenbefragung
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>P-H2-Einspeicherung (Leistung Gas)</b> 	Kosten 2013	€/kW	1500	Kostendegression 2013 bis 2050 entsprechend E-H2-Speicher
	Kosten 2050	€/kW	575	Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	2.5	Expertenbefragung
	Lebensdauer	a	25	[79]
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	Expertenbefragung
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Sabatier</b> 	Kosten 2013	€/kW	3000	Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kW	800	[84]; Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	25	[84]; Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	2.5	[84]; Expertenbefragung
	Wirkungsgrad Sabatier	%	80	[84]; Expertenbefragung
	Th. Wirkungsgrad	%	6,8	Eigene Annahmen
kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen	
<b>Power-to-Fuel</b> 	Kosten 2013	€/kW	800	Eigene Berechnungen basierend auf [85]
	Kosten 2050	€/kW	532	Eigene Berechnungen basierend auf [85]
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	30	[86]
	M/O-Kosten	% Invest	4	Eigene Annahmen
	Wirkungsgrad	%	66,5	[87]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>Elektrolyse</b> 	Kosten 2013	€/kW	840	Expertenbefragung
	Kosten 2050	€/kW	200	Expertenbefragung
	K.-Exponent	-	3	Expertenbefragung
	Lebensdauer	a	18.5	Expertenbefragung
	M/O-Kosten	% Invest	4	Expertenbefragung
	Wirkungsgrad	%	80	[19]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

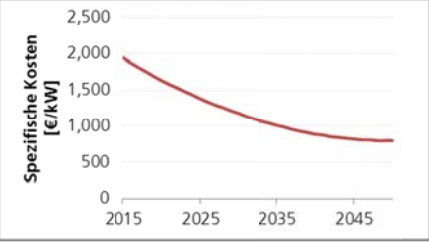
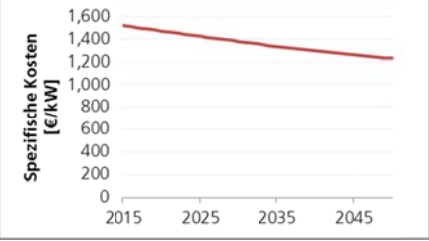
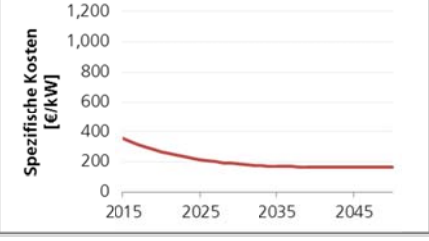
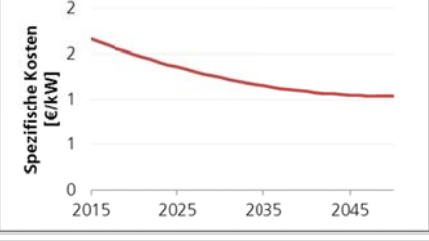
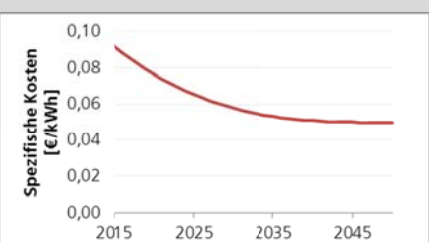
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
	Kosten 2013	€/kW	955	[88]; [89]
	Kosten 2050	€/kW	955	[88]; [89]
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[90];[91] [88]
	M/O-Kosten	% Invest	2.5	[88]
	Wirkungsgrad	%	80	[92]; [88]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

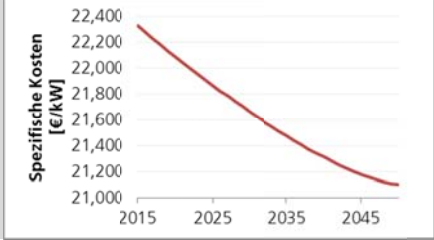
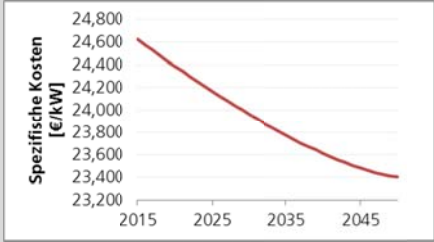
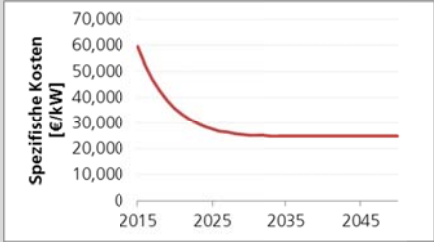
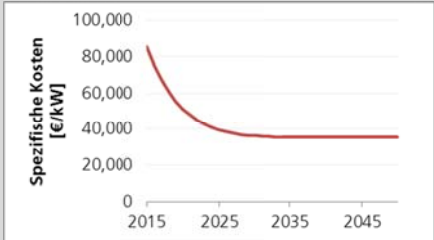
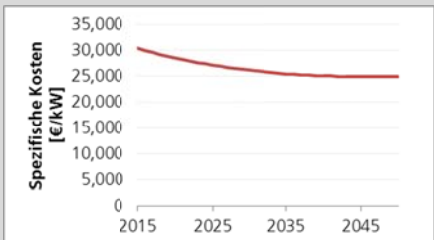
### Gebäude und Heizungstechnologien

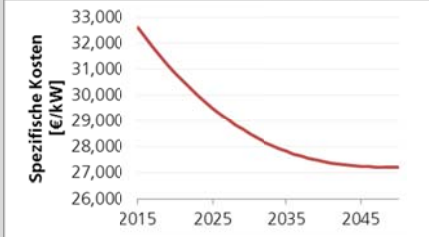
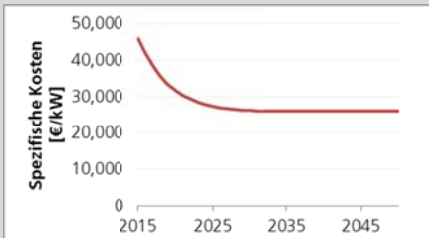
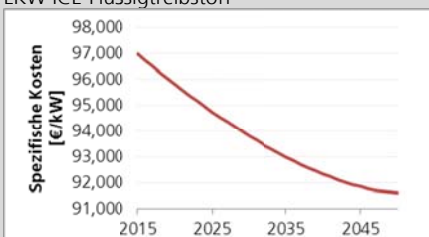
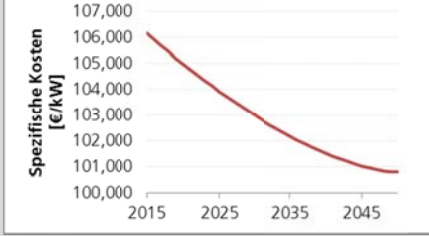
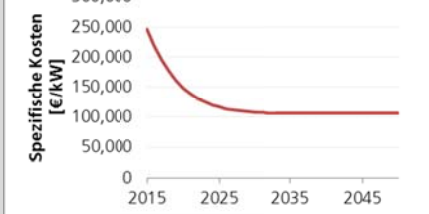
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen	
	Gebäude vollsanziert	Kosten 2013	€/m²	102	[93]; [15]; [14]; [13]; [94]
	Kosten 2050	€/m²	102	[93]; [15]; [14]; [13]; [94]	
	K.-Exponent	-	1	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen	
	M/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen	
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen	
		Gebäude vollsanziert plus	Kosten 2013	€/m²	180
Kosten 2050		€/m²	180	[93];[15];[14]; [13]; [94]	
K.-Exponent		-	1	Eigene Annahmen	
Lebensdauer		a	50	Eigene Annahmen	
M/O-Kosten		% Invest	1	Eigene Annahmen	
kalk. Zins		%	4	Eigene Annahmen	
		Fußbodenheizung	Kosten 2013	€/kW	60
	Kosten 2050	€/kW	60	[95]	
	K.-Exponent	-	0	Eigene Annahmen	
	Lebensdauer	a	50	Eigene Annahmen	
	M/O-Kosten	% Invest	1.5	Eigene Annahmen	
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen	
		Ölkessel	Kosten 2013	€/kW	175
Kosten 2050		€/kW	140	[39]; [96]	
K.-Exponent		-	1.1	[39]	
Lebensdauer		a	20	Entsprechend Gaskessel	
M/O-Kosten		% Invest	2	[97]	
kalk. Zins		%	4	Eigene Annahmen	

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
	Kosten 2013	€/kW	175	[39]
	Kosten 2050	€/kW	175	[39]
	K.-Exponent	-	1.1	[39]
	Lebensdauer	a	20	[98]
	M/O-Kosten	% Invest	2	[97]
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
	Kosten 2013	€/kW	788	[99]; [39]; [64];[57]
	Kosten 2050	€/kW	631	[99]; [39]; [64];[57]
	K.-Exponent	-	0.95	[39]
	Lebensdauer	a	20	Entsprechend Gaskessel
	M/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
	Kosten 2013	€/kW	1195	[60];[100]; [101]; [102]
	Kosten 2050	€/kW	956	[60];[100]; [101]; [102]
	K.-Exponent	-	1.2	[103]
	Lebensdauer	a	20	[42]
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
	Kosten 2013	€/kW	1215	Annahme: (Kosten WP-Luft+Kosten Gas-BWK)*0.9
	Kosten 2050	€/kW	972	Annahme: Kosten 2013*0.8 (Degression WP nach [60])
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[42]
	M/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
	Kosten 2013	€/kW	1780	[41], [45]
	Kosten 2050	€/kW	1424	[41], [45]
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[41]
	M/O-Kosten	% Invest	3	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen

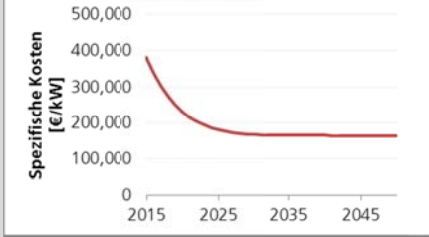
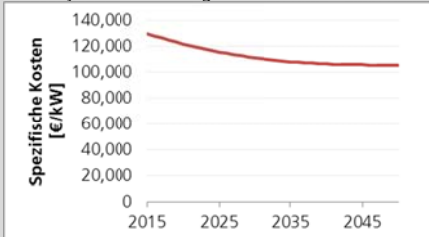
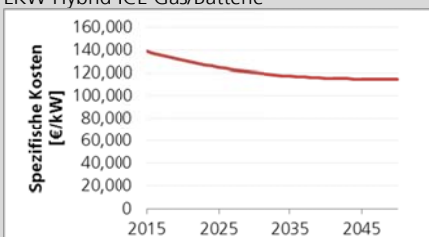
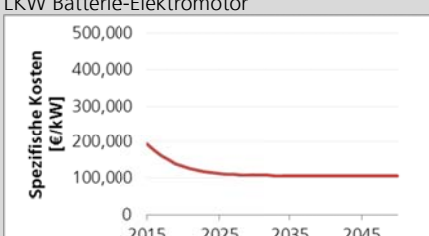


Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>Gaswärmepumpe</b> 	Kosten 2013	€/kW	2081	[59]; [104]
	Kosten 2050	€/kW	800	[59]; [104]
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[42]
	M/O-Kosten	% Invest	1.5	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
<b>Elektrische Wärmepumpe Erdreich</b> 	Kosten 2013	€/kW	1540	[60]; [100]; [101]; [102]
	Kosten 2050	€/kW	1232	[60]; [100]; [101]; [102]
	K.-Exponent	-	1.2	[103]
	Lebensdauer	a	20	[42]
	M/O-Kosten	% Invest	3.5	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
<b>Solarthermie dezentral</b> 	Kosten 2013	€/m <sup>2</sup>	405	[105]; [39]
	Kosten 2050	€/m <sup>2</sup>	162	[105]; [39]
	K.-Exponent	-	4	[105]; [39]
	Lebensdauer	a	30	[63]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	[64]
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
<b>dezentrale Wärmespeicher</b> 	Kosten 2013	€/l	1.74	[97];
	Kosten 2050	€/l	1.04	[97];
	K.-Exponent	-	2	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	20	[98]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	4	Eigene Annahmen
<b>Solarthermie Industrieprozesse</b> 	Kosten 2013	€/kWh	0.1	[106]
	Kosten 2050	€/kWh	0.05	[107]; [75]; [107] rechnet bei konkreten Projekten mit Wärmepreis knapp über 50 €/MWh; in [75] wird eine Reduktion des Wärmepreises aus Solarthermie von 8 - 25 ct/kWh auf 4 - 9 ct/kWh bis 2050 erwartet (TWW und Raumwärme; keine Preisangaben Industrie)
	K.-Exponent	-	3	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	30	[63]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	[64]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

Verkehr				
Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>PKW ICE-Flüssigtreibstoff</b> 	Kosten 2013	€/kW	22429	[108]
	Kosten 2050	€/kW	21100	[108]
	K.-Exponent	-	1.4	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	[108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
	<b>PKW ICE Gas</b> 	Kosten 2013	€/kW	24729
Kosten 2050		€/kW	23400	[108]
K.-Exponent		-	1.4	Eigene Annahmen
Lebensdauer		a	15	[108]
M/O-Kosten		% Invest	1.4	[108]
kalk. Zins		%	7	Eigene Annahmen
<b>PKW H2-Brennstoffzelle</b> 		Kosten 2013	€/kW	77600
	Kosten 2050	€/kW	24800	[108]
	K.-Exponent	-	7.5	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[108]
	M/O-Kosten	% Invest	0.9	[108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
	<b>PKW Hybrid H2-Brennstoffzelle/Batterie</b> 	Kosten 2013	€/kW	110857
Kosten 2050		€/kW	35429	Eigene Annahmen
K.-Exponent		-	7.4	Eigene Annahmen
Lebensdauer		a	15	Annahme: Wie andere Antriebskonzepte
M/O-Kosten		% Invest	1	Eigene Annahmen
kalk. Zins		%	7	Eigene Annahmen
<b>PKW Hybrid ICE Flüssigtreibstoff/Batterie</b> 		Kosten 2013	€/kW	31275
	Kosten 2050	€/kW	24900	[108]
	K.-Exponent	-	2.65	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	[108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>PKW Hybrid ICE Gas/Batterie</b> 	Kosten 2013	€/kW	33463	[108]
	Kosten 2050	€/kW	27200	[108]
	K.-Exponent	-	2.57	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	[108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>PKW Batterie-Elektromotor</b> 	Kosten 2013	€/kW	57450	[108]
	Kosten 2050	€/kW	26000	[108]
	K.-Exponent	-	8.09	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	[108]
	M/O-Kosten	% Invest	0.9	[108]
	Wirkungsgrad	%	68	[108]
<b>LKW ICE-Flüssigtreibstoff</b> 	Kosten 2013	€/kW	97502	Eigene Annahmen und Berechnungen
	Kosten 2050	€/kW	91605	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	1.6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.6	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>LKW ICE Gas</b> 	Kosten 2013	€/kW	106681	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	100783	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	1.6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.4	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>LKW H2-Brennstoffzelle</b> 	Kosten 2013	€/kW	319925	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	106310	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	7.7	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	0.9	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

\* Basierend auf den Kosten für LKW ICE Flüssigtreibstoff wurden die Kosten der anderen Antriebskonzepte entsprechend den Kostenunterschieden bei den PKW berechnet.

Komponente	Größe	Einheit	Wert	Quellen
<b>LKW Hybrid H2-Brennstoffzelle/Batterie</b> 	Kosten 2013	€/kW	497430	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	165294	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	7.7	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW
	M/O-Kosten	% Invest	1	Eigene Annahmen
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>LKW Hybrid ICE Flüssigtreibstoff/Batterie</b> 	Kosten 2013	€/kW	134022	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	105722	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	2.65	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>LKW Hybrid ICE Gas/Batterie</b> 	Kosten 2013	€/kW	142702	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	114901	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	2.6	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	1.3	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen
<b>LKW Batterie-Elektromotor</b> 	Kosten 2013	€/kW	246437	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	Kosten 2050	€/kW	106822	Eigene Annahmen und Berechnungen*
	K.-Exponent	-	8.08	Eigene Annahmen
	Lebensdauer	a	15	Annahme: Wie PKW [108]
	M/O-Kosten	% Invest	0.9	Annahme: Wie PKW [108]
	kalk. Zins	%	7	Eigene Annahmen

\* Basierend auf den Kosten für LKW ICE Flüssigtreibstoff wurden die Kosten der anderen Antriebskonzepte entsprechend den Kostenunterschieden bei den PKW berechnet

## Anhang 2: Zubaugrenzen für verwendete Technologien

Anhang 2: Zubaugrenzen für verwendete Technologien

**Tabelle 4: Leitplanken für den maximal möglichen Technologiezubau**

Komponente	Zubau	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	2015-2050	Quellen
Wind Offshore	Min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.6	1.1	1.2	1.2	1.2	45	Zubau pro Jahr: eigene Annahme; Max. Zubau entsprechend [19]
Wind Onshore	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	3.80	4.00	4.00	4.00	4.00	189	Zubau pro Jahr: eigene Annahme; Max. Zubau entsprechend [19]
Photovoltaik	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	
	max.	GW	3.40	5.00	5.00	5.00	5.00	275 +25	Zubau pro Jahr: eigene Annahme; Max. Zubau entsprechend [19]
Rohbiogasverstromung (el. Leistung)	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	1	1	1	1	1	36.0	
GuD-Kraftwerke	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	1	1	1	1	1	36.0	Eigene Annahmen
Gasturbine	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	4	4	4	4	4	144.0	Eigene Annahmen
Power-to-Fuel	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	1	1	1	1	1	36.0	Eigene Annahmen
Sabatier	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.20	0.70	1.70	6	7	126.9	Eigene Annahmen
P-H2-Einspeicherung (Leistung Gas)	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0	1	3	6	7	131.4	Eigene Annahmen
P-H2-Reformierung fossil	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.1	0.4	0.9	1	1	27.5	Eigene Annahmen
Elektrolyse	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.20	0.70	2.75	6	7	131.4	Eigene Annahmen
Stationäre Batterien	min.	GWh	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GWh	1.2	2.2	4.2	5	5	142.6	Eigene Annahmen
E-H2-Speicher	min.	GWh	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GWh	200	500	1000	2000	5000	60900.0	Zubau pro Jahr: eigene Annahme; Max. Zubau entsprechend [19], [109]
Bioerdgas Aufbereitung	min.	TWh	0.00	0.00	0.00	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	TWh	0.20	0.45	0.95	1	1	29.2	Zubau pro Jahr: eigene Annahme; Max. Zubau entsprechend Biomassepotenzial nach

Komponente	Zubau	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	2015-2050	Quellen
Biomassevergasung- zu CH <sub>4</sub>	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.1	0.2	1	1	1	27.9	Eigene Annahmen
Biomassevergasung - zu H <sub>2</sub>	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.1	0.2	1	1	1	27.9	Eigene Annahmen
Biomassevergasung - zu Fuel	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.1	0.2	1	1	1	27.9	Eigene Annahmen
Fest-Biomasse Verbrennung Industrie	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.1	0.2	2	2	2	48.9	Eigene Annahmen
Biodiesel	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.55	0.80	1	1	1	33.8	Eigene Annahmen
Biogasanlage	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	1	1	1	1	1	36.0	Eigene Annahmen
tiefe Geothermie Wärmenetze	min.	GW	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.2	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.005	0.005	0.005	0.005	0.005	0.2	Eigene Annahmen
KWK Wärmenetze	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	1	1	1	1	1	18.0	Eigene Annahmen
Solarthermie dezentral	min.	kW <sub>ST</sub> /kW <sub>HT</sub> <sup>1</sup>	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	kW <sub>ST</sub> /kW <sub>HT</sub>	2						-
dezentrale Wärmesp.	min.	Mio l	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	3.6	Eigene Annahmen
	max.	Mio l	10	10	10	10	10	360.0	Eigene Annahmen
Wärmepumpen Wärmenetze	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.2	0.5	0.5	0.5	1	17.4	Eigene Annahmen
Wärmespeicher Wärmenetze	min.	GWh	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GWh	2	7	50	50	50	1344.0	Eigene Annahmen

Komponente	Zubau	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	2015-2050	Quellen
Solarthermie Wärmenetze	min.	GW	0	0	0	0	0	0.0	Eigene Annahmen
	max.	GW	0.3	0.8	2	2	2	59.2	Eigene Annahmen; Max. Zubau entsprechend Potenzialgrenze Solarenergie [19]
Solarthermie Industrieprozesse (Anteil an gesamter Wärmelast in Industrie)	min.	-	0	0	0	0	0	0	Eigene Annahmen
	max.	-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.05	Eigene Annahmen

<sup>1</sup> Leistung Solarthermie (ST) pro installierte Leistung der Heizungstechnologie (HT)

## Anhang 3: Entwicklung konventionelle Kraftwerke

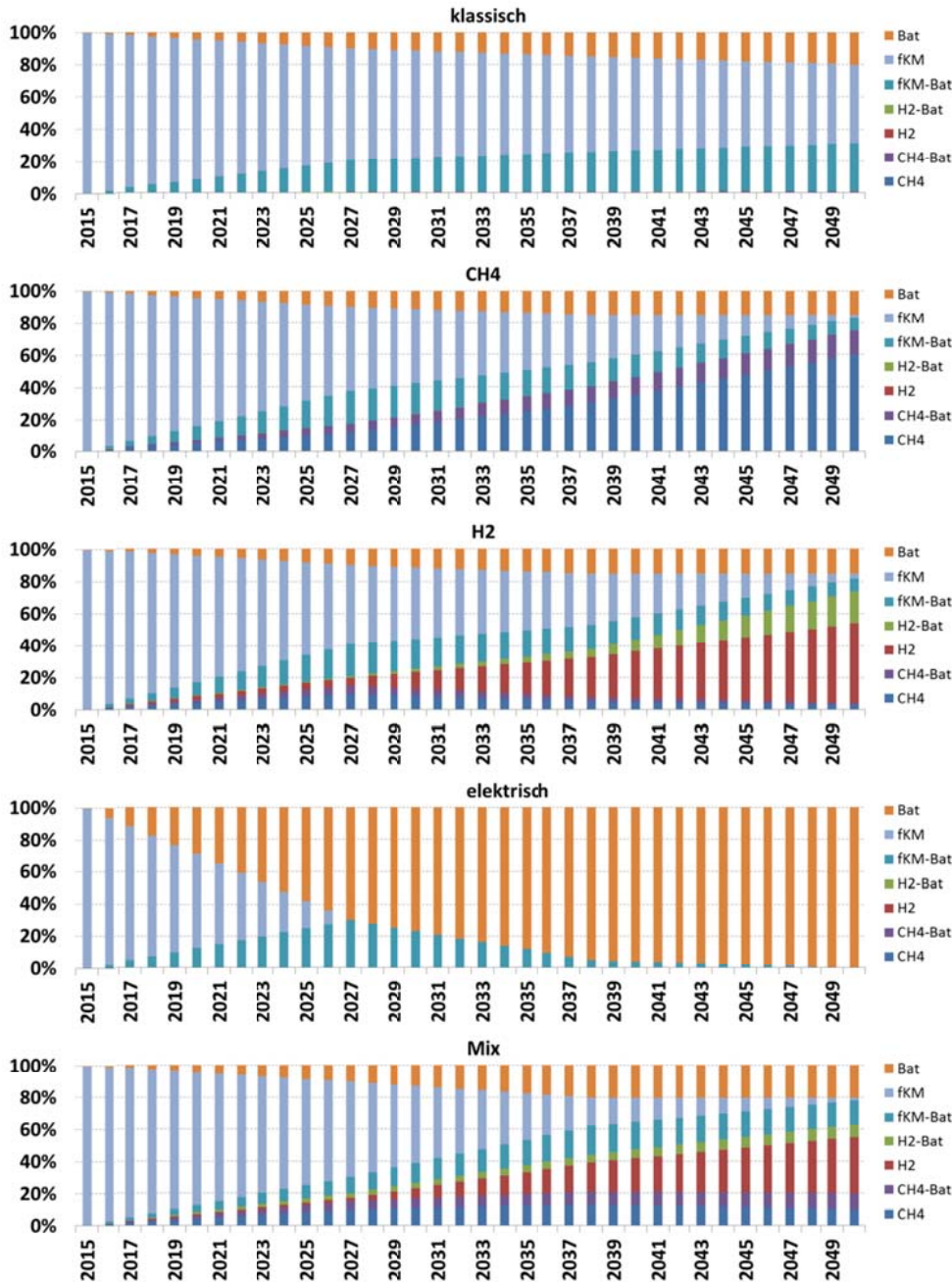
Anhang 3: Entwicklung  
konventionelle Kraftwerke

Tabelle 5: Entwicklung konventioneller Kraftwerke bis 2050

Komponente	Größe	Einheit	2015	2020	2030	2040	2050	Quellen
Kernkraftwerke	inst. Leistung	GW	12.1	8.1	0	0	0	[24]
Steinkohlekraftwerke	inst. Leistung	GW	29.5	25.9	17.5	8.1	7.6	[24]
Braunkohlekraftwerke	inst. Leistung	GW	20.2	16.37	10.9	8.9	2.9	[24]
Erdölkraftwerke	inst. Leistung	GW	2.3	1.3	0.8	0.3	0.1	[24]
GuD-Kraftwerke	inst. Leistung	GW	14.7	14.7	14.1	11.0	5.1	[24]
Wasserkraftwerke	inst. Leistung	GW	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	[24]
Pumpspeicherkraftwerke	inst. Leistung	GW	6.7	7.0	7.0	7.0	7.0	[24]

## Anhang 4: Fahrzeugentwicklung Verkehrsszenarien

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Marktentwicklung für Fahrzeugkonzepte des motorisierten Individualverkehrs in den fünf betrachteten Szenarien. Die Grafik zeigt den jeweiligen Anteil des entsprechenden Antriebskonzepts an den verkauften Fahrzeugen im jeweiligen Jahr.



Es bedeuten:

Bat: Fahrzeuge mit Batterie/Elektromotor

fKM: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit flüssigem Kraftstoff-Mix

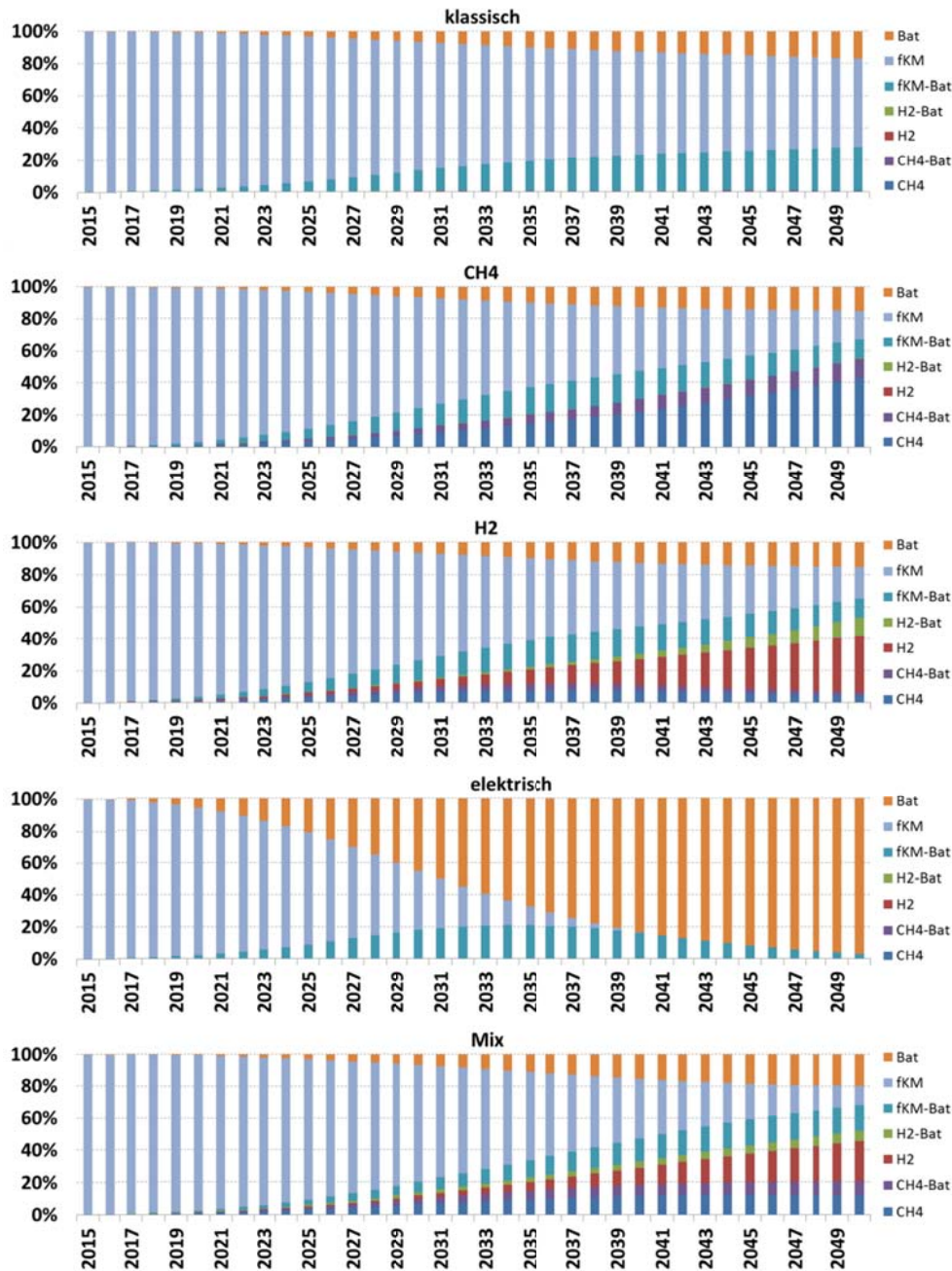
H2: Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzelle und Elektromotor

CH4: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und gasförmigem Kraftstoff

fKM-Bat, H2-Bat, CH4-Bat: Hybridkonzepte mit Batterie/Elektromotor



Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Fahrzeugbestands für Fahrzeugkonzepte des motorisierten Individualverkehrs in den fünf betrachteten Szenarien. Die Grafik zeigt den jeweiligen Anteil des entsprechenden Antriebskonzepts an der Fahrzeugflotte im jeweiligen Jahr unter Berücksichtigung der mittleren Austauschrate von Fahrzeugen.



Es bedeuten:

- Bat: Fahrzeuge mit Batterie/Elektromotor
- fKM: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor mit flüssigem Kraftstoff-Mix
- H2: Fahrzeuge mit Wasserstoff-Brennstoffzelle und Elektromotor
- CH4: Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und gasförmigem Kraftstoff
- fKM-Bat, H2-Bat, CH4-Bat: Hybridkonzepte mit Batterie/Elektromotor

## FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

### **Ansprechpartner:**

Prof. Dr. Hans-Martin Henning  
Stellvertretender Institutsleiter Fraunhofer ISE  
Telefon +49 761 4588-5134  
hans-martin.henning@ise.fraunhofer.de

Andreas Palzer  
Telefon +49 761 4588-5903  
andreas.palzer@ise.fraunhofer

### **Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE**

Heidenhofstraße 2  
79110 Freiburg  
www.ise.fraunhofer.de

### **Institutsleiter:**

Prof. Dr. Eicke R. Weber