

## WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM

### Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen

Update November 2021: Klimaneutralität 2045





# **WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM**

Die deutsche Energiewende im Kontext  
gesellschaftlicher Verhaltensweisen

Update November 2021: Klimaneutralität 2045

Julian Brandes, Markus Haun, Daniel Wrede, Patrick Jürgens, Christoph Kost, Hans-Martin Henning

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, November 2021

Hinweis: Das Update enthält teilweise Textstellen der ursprünglichen Studie von Februar 2020, wenn Aspekte nicht neu entwickelt wurden, sondern zur Verständlichkeit für den Leser noch mal aufgegriffen werden.

# Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht in vier verschiedenen Szenarien unterschiedliche Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, entsprechend der aktuellen Ziele der Bundesregierung von heute bis zum Jahr 2045 mit den festgelegten Zwischenzielen für alle energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen<sup>1</sup>. Die Szenarien entsprechen in ihren Grundannahmen den Szenarien der im Februar 2020 erschienenen Studie »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem«.

Obwohl die dort veröffentlichten Szenarien in ihren Ausprägungen durch die aktualisierten Berechnungen bestätigt werden, machen es die sich laufend ändernden Rahmenbedingungen, wie beispielsweise politische Zielsetzungen oder neue Forschungsergebnisse, notwendig, die Modellannahmen hieran anzupassen und die Szenarien neu zu berechnen. Das neu beschlossene Klimaschutzgesetz für die Bundesrepublik Deutschland legt deutlich schärfere Zwischenziele, sowie einen um fünf Jahre vorgezogenen Zeitpunkt für das Erreichen der Treibhausgasneutralität fest. Dies führt dazu, dass sich das deutsche CO<sub>2</sub>-Budget in den verbleibenden 24 Jahren deutlich verringert. Folglich müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Energiesystem schneller absinken, was mit einem geringeren Einsatz von fossilen Energieträgern (Kohle, Erdöl, Erdgas) einhergeht. So führt ein vorgezogenes Datum für Treibhausgasneutralität dazu, dass jegliche Umstellungen hin zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung deutlich schneller umgesetzt und fossil betriebene Technologien schneller durch treibhausgasneutrale Technologien ersetzt werden müssen.

Durch diese beschleunigte Umstellung werden Unterschiede zwischen verschiedenen Pfaden zur Klimaneutralität umso deutlicher: Diese Studie vergleicht ein Szenario, in dem der Energieverbrauch stark gesenkt wird (*Suffizienz*), ein Szenario, in dem ein Widerstand gegen große Infrastrukturmaßnahmen wie Windenergieanlagen herrscht (*Inakzeptanz*), und ein Szenario, in dem weiterhin auf dem Betrieb von konventionellen Technologien beharrt wird (*Beharrung*), mit einem Szenario, in dem keine zusätzlich hemmende oder fördernde Entwicklungen angenommen werden (*Referenz*).

Die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse hieraus sind:

## **1. Die Transformation des deutschen Energiesystems zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ist aus technischer und systemischer Sicht machbar. Sie erfordert jedoch auf allen Ebenen Schnelligkeit und ab sofort fast ausschließlich Investitionen in zielkompatible Technologien.**

Modellbasierte Berechnungen des deutschen Energiesystems zeigen, dass auch die angepassten Klimaschutzziele der Bundesregierung, nach denen noch 24 Jahre zum Erreichen der Treibhausgasneutralität verbleiben, erreichbar sind. Die unterschiedlichen Szenarien zeigen, dass der Weg zu Treibhausgasneutralität durch die verkürzte Zeit zur Umstellung des Energiesystems noch stärker

---

<sup>1</sup> Im Modell werden keine sektorspezifischen Ziele vorgegeben, da alle Sektoren gleichzeitig optimiert werden und die CO<sub>2</sub>-Reduktion der Sektoren damit Ergebnis des Modells sind.

durch begünstigende oder einschränkende Rahmenbedingungen beeinflusst wird.

**2. Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ist mit erheblichem Aufwand zu erreichen, der umso größer ist, wenn gesellschaftliche Verhaltensweisen vorherrschen, die der Transformation im Wege stehen.**

Werden wie im Szenario *Beharrung* konventionelle Technologien wie Gaskessel oder Verbrennungsmotoren bis zum Jahr 2045 weiterhin in großem Umfang betrieben, können die Klimaziele nur durch einen massiven Import synthetischer Energieträger von knapp 1000 TWh im Jahr 2045 erreicht werden. Die in den anderen Szenarien eingesetzten Importe von maximal 375 TWh für synthetische Energieträger reichen nicht aus, um den Energiebedarf der verbleibenden konventionellen Technologien zu decken. Ist es wie im Szenario *Inakzeptanz* nicht möglich Windenergie an Land breit auszubauen, muss Photovoltaik deutlich verstärkt ausgebaut werden. Um die daraus resultierenden starken Schwankungen der Stromeinspeisung durch Photovoltaik auszugleichen, sind mehr als drei Mal so viel stationäre Batterien und fast doppelt so viel Elektrolyseure wie im Szenario *Referenz* notwendig. Beide Szenarien sind damit in ihrer Machbarkeit von einem extremen Ausbau der Photovoltaik oder einer sehr hohen Verfügbarkeit synthetischer Energieträger abhängig und somit mit größeren Unsicherheiten belastet.

**3. Um einen Klimaschutzgesetz-konformen Umbau des Energiesystems zu erreichen, ist insbesondere eine beschleunigte Umstellung der Stromerzeugung von fossilen auf erneuerbare Energien notwendig.**

Die Modellergebnisse unterstreichen, dass für eine Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 65% bis zum Jahr 2030, sowie um 100% bis zum Jahr 2045, eine auf Erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung notwendig ist. So müssen jährlich (von heute bis 2045) etwa 19–23 GW<sub>el</sub>/Jahr an installierter Leistung von Windenergie und Photovoltaik hinzukommen. Über alle Szenarien beträgt die installierte Kapazität für Windenergieanlagen und Photovoltaik in Summe zwischen knapp 550 GW<sub>el</sub> und mehr als 770 GW<sub>el</sub> im Jahr 2045 und damit etwas weniger als das Fünf- bis Siebenfache des heutigen Wertes. Gleichzeitig muss die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern bereits bis 2030 stark zurück gehen, um die CO<sub>2</sub>-Intensität des in den Verbrauchssektoren eingesetzten Stroms zu reduzieren.

**4. Aufgrund geringerer Verluste in den Wandlungsketten – ein wesentliches Resultat der Sektorenkopplung und einer starken Elektrifizierung der Verbrauchssektoren – sinkt das Primärenergieaufkommen erheblich.**

In den untersuchten Szenarien liegt das Primärenergieaufkommen für den Energiebereich zwischen 1850 TWh (*Suffizienz*) und 2450 TWh (*Beharrung*) und damit deutlich niedriger als heute (knapp 3300 TWh). Dies ist vor allem durch eine mehr oder weniger ausgeprägte Verdrängung von verbrennungsbasierten Technologien (Heizkessel, thermische Kraftwerke, Verbrennungsmotoren) durch strombasierte Technologien und eine damit einhergehende Verbesserung der Wandlungseffizienz in allen Sektoren bedingt. Diese Sektorenkopplung, also die stärkere direkte oder – in Form von aus erneuerbarem Strom hergestellter synthetischer Energieträger – indirekte Nutzung von Strom in allen Verbrauchssektoren ist demnach ein Kernelement der Transformation des Energiesystems. Somit zeigt sich, dass ein treibhausgasneutrales Energiesystem nur unter der Voraussetzung eines vollständigen Ersatzes von fossilen Energieträgern durch die direkte oder indirekte Nutzung von erneuerbaren Energien in den Verbrauchssektoren zu erreichen ist.

**5. Eine starke Flexibilisierung der Strombereitstellung und -nutzung wird zu einem Schlüsselement der Systementwicklung. Hier werden insbesondere Power-to-X-Technologien, Batteriespeicher und flexible Kraftwerke wichtig.**

Der hohe Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen für die Stromerzeugung erfordert einen Paradigmenwechsel im Versorgungsmodell. Dabei wird die in der Vergangenheit vorherrschende bedarfsgerechte Energiebereitstellung durch Großkraftwerke zunehmend ersetzt durch ein System, in dem fortwährend ein Ausgleich zwischen nur bedingt regelbarer und prognostizierbarer Bereitstellung aus erneuerbaren Energien und möglichst flexibler Nutzung erfolgt. Hieraus entsteht ein komplexes Zusammenspiel zwischen Energiebereitstellung und zeitlich angepasster Energienutzung (Lastverschiebung, DemandResponse) einschließlich der stärkeren Kopplung der Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr. Auch eine intensivere Einbindung des deutschen Stromnetzes in das europäische kann ein wichtiges Mittel zum Ausgleich von Netzengpässen werden. Ein weiteres wichtiges Element der Flexibilisierung sind Batteriespeicher (stationäre und mobile Batteriespeicher, sowie Pumpspeicherkraftwerke), für die im Jahr 2045 eine installierte Kapazität zwischen 377 GWh<sub>el</sub> (*Suffizienz*) und 900 GWh<sub>el</sub> (*Inakzeptanz*) für die untersuchten Szenarien zur Verfügung steht. Und nicht zuletzt wird auch langfristig eine Kapazität regelbarer Stromerzeuger benötigt, insbesondere hoch flexible Kraftwerke, die im Jahr 2045 mit synthetischem Methan, Biogas oder Wasserstoff betrieben werden und deren installierte Leistung zwischen 130 GW<sub>el</sub> und über 150 GW<sub>el</sub> liegt (*Inakzeptanz* bei 192 GW). Im saisonalen Vergleich zeigt sich, dass Batterien für einen kurzfristigen Lastausgleich weniger in den Wintermonaten eingesetzt werden. In diesen Monaten wird die Versorgungssicherheit überwiegend durch die Turbinenkraftwerke sichergestellt.

**6. Die Elektrolyse, verbunden mit der Nutzung von Wasserstoff in verschiedenen Anwendungsbereichen, ist ein wichtiger Baustein der zukünftigen Energieversorgung.**

Eine wichtige Option zur Nutzung erneuerbaren Stroms sind Elektrolyseure, die zur Herstellung von strombasierten Energieträgern, wie Wasserstoff, Methan oder flüssigen Kraftstoffen, genutzt werden können. Obwohl diese Anlagen an Standorten im Ausland mit einer höheren Verfügbarkeit erneuerbarer Energien höhere Volllaststunden erreichen, erweist sich ihre Integration im Sinne einer kostenoptimalen Systemtransformation auch in Deutschland als sinnvoll. Hierfür sind drei wesentliche Gründe maßgeblich: Erstens können die gewonnenen Energieträger in Anwendungen eingesetzt werden, in denen eine direkte Stromnutzung schwierig umsetzbar ist. Beispiele sind flüssige Kraftstoffe für die Schifffahrt, den Flugverkehr oder den Schwerlastverkehr sowie Wasserstoff und Kohlenwasserstoffe für die chemische Industrie. Zweitens können geeignete Elektrolyseure, die sehr schnelle An- und Abfahrvorgänge erlauben, als flexible Lasten genutzt werden und damit das Potenzial zur Integration erneuerbaren Stroms in das Energiesystem erhöhen. Drittens bieten die chemischen Energieträger wie Wasserstoff die Möglichkeit Energie über einen Zeitraum von mehreren Tagen oder Monaten nahezu verlustfrei zu speichern. Diese Energieträger können in Zeiten geringer Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in regelbaren Kraftwerken genutzt werden und somit auch langfristig eine gesicherte Stromerzeugung ohne Nutzung fossiler Energieträger gewährleisten. Die installierte Leistung für Elektrolyseure liegt für die untersuchten Szenarien im Jahr 2045 zwischen rund 40 GW<sub>el</sub> und 160 GW<sub>el</sub>.

**7. Die effiziente Nutzung von Energie und eine damit einhergehende Verbrauchsreduktion durch technische Maßnahmen tragen insbesondere**

### **im Bereich der Wärmebereitstellung wesentlich zur Erreichung von Klimaschutzzielen bei.**

In allen untersuchten Szenarien erweist sich eine Erhöhung der Rate zur energetischen Sanierung von Gebäuden als ein wichtiges Element, um den Raumwärmebedarf abzusenken. So wird durchschnittlich über die Jahre in den Szenarien zwischen 1,8% und 2,5% aller Gebäude jährlich saniert. Während überwiegend eine Sanierungsstufe von etwa KfW -70 bis KfW -55 eingesetzt wird, müssen bei einem geringen Windenergieausbau (*Inakzeptanz*) auch hocheffiziente Sanierungen mit etwa KfW -40 eingesetzt werden. Dies geht einher mit einer Umstellung vieler Heizungssysteme auf ein niedrigeres Temperaturniveau, was zugleich dem Einsatz von Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen entgegenkommt. Auch im Bereich der Industrie besteht eine Vielzahl an Möglichkeiten der effizienteren Energienutzung, teilweise auch erreichbar durch die direkte Nutzung von Strom.

### **8. Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft im Sinne eines sparsamen Umgangs mit Energie können eine erhebliche Wirkung auf den Umbau des Energiesystems haben und reduzieren die Kosten substantiell.**

Im Szenario *Suffizienz* wurde eine Entwicklung untersucht, in der Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft wirksam werden, die eine merkliche Minderung des Energieverbrauchs mit sich bringen. Ein Wertewandel, angetrieben durch ein zunehmendes Bewusstsein für die Gefahren des Klimawandels, könnte z.B. solche Verhaltensänderungen bewirken. Dadurch wäre eine signifikant geringere Menge an technischen Anlagen zur Wandlung, Speicherung, Verteilung und Nutzung erneuerbarer Energien notwendig. Dies wirkt sich auch auf die notwendigen Investitionen und Kosten zur Systemtransformation aus. Mit etwa um 1300 Mrd.€ geringeren Investitionen innerhalb der nächsten 24 Jahre liegen die finanziellen Aufwendungen bei diesem Szenario signifikant niedriger als in dem *Referenz*-Szenario. Zugleich lässt sich vermuten, dass geringere Ausbaumengen von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und sonstigen technischen Anlagen im Energiesystem auch zu einer größeren Akzeptanz des mit dem Umbau des Energiesystems verbundenen Wandels führen würden.

### **9. Der Import von Energie in Form von Strom und im Ausland auf Basis erneuerbaren Stroms hergestellter synthetischer chemischer Energieträger ist ein wichtiger Teil zur Erreichung der deutschen Klimaziele.**

Die Menge importierter, auf Basis erneuerbaren Stroms im Ausland hergestellter synthetischer chemischer Energieträger, die im Jahr 2045 genutzt werden, schwankt bei den untersuchten Szenarien zwischen rund 290 TWh im Szenario *Suffizienz* und mehr als 950 TWh im Szenario *Beharrung*. In letzterem kann das CO<sub>2</sub>-Ziel ohne diesen erhöhten Import nicht erreicht werden. Insbesondere ein Festhalten an der Nutzung gewohnter verbrennungsbasierter Techniken zur Wärmeversorgung und Fortbewegung (Szenario *Beharrung*) resultiert in der Notwendigkeit großer Importmengen synthetischer Energieträger. Ebenfalls werden im Szenario *Inakzeptanz* die angenommenen Obergrenzen erreicht, was verdeutlicht, dass ein blockierter Ausbau der Windenergie zu einer höheren Externalisierung der CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen führt. Dennoch ist der Import von Energie in Form von synthetischen Energieträgern eine wichtige Ergänzung zur inländischen Herstellung und kann die notwendige installierte Leistung von Wind und PV reduzieren. Auch eine Einbindung in das europäische Stromnetz und der Import erneuerbaren Stroms durch Ausnutzen regionaler Unterschiede in den Einspeiseprofilen von Wind und PV können die Notwendigkeit von Flexibilitätsoptionen deutlich verringern.

**10. Für den Umbau des Energiesystems zu einem treibhausgasneutralen System müssen hohe Investitionen getätigt werden. Jedoch können durch diese Investitionen potenzielle hohe Umweltkosten vermieden werden.**

Ohne eine Einbeziehung von Umweltkosten liegen die Netto-Mehraufwendungen der zuvor beschriebenen Szenarien im Vergleich zu einer Entwicklung, in der vom aktuellen Stand ausgehend keine weitere Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stattfindet, zwischen 1000 Mrd.€ (*Suffizienz*) und 3300 Mrd.€ (*Inakzeptanz*). Unter Einbeziehung von potenziellen Umweltkosten reduzieren sich die Kosten stark, und je nach Annahmen einer weiteren gesellschaftlichen Entwicklung können teilweise volkswirtschaftliche Kosten durch Klimaschäden von bis zu 1000 Mrd.€ eingespart werden. Die Ergebnisse unterstreichen, dass gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen einen maßgeblichen Einfluss darauf haben, mit welchen Aufwendungen der Umbau des Energiesystems hin zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung verbunden ist. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt Deutschlands des Jahres 2020 reichen die jährlichen Mehraufwendungen von 1% (*Suffizienz*) über rund 2,5% (*Referenz*) bis zu rund 3,0 - 3,5% (*Beharrung und Inakzeptanz*). Als eine andere Vergleichsgröße, die einen Eindruck von der Höhe der genannten jährlichen Beträge vermittelt, können die Umsätze im Weihnachtsgeschäft herangezogen werden, die für das Jahr 2019 in Deutschland bei knapp 102 Mrd. € lagen, also etwa so hoch wie die mittleren jährlichen Aufwendungen für die Transformation des Energiesystems in den Szenarien *Beharrung* und *Inakzeptanz* und rund 30 Mrd.€ geringer als im Szenario *Referenz*. Die Ergebnisse zeigen, dass in nahezu allen Szenarien weit mehr als die Hälfte der Mehraufwendungen für Investitionen anfällt. Diese Investitionen sind für den Umbau des Energiesystems zu leisten. Wenn dieser Umbau im Jahr 2045 (weitgehend) abgeschlossen ist, sinken die Investitionen deutlich, da ab diesem Zeitpunkt nur noch Ersatzinvestitionen getätigt werden müssen. Bei der Kostenbetrachtung ist außerdem zu berücksichtigen, dass in der hier durchgeführten Analyse weder externe Kosten der betrachteten Entwicklungspfade noch volkswirtschaftliche Gesamteffekte, die Wertschöpfungsanalysen und Beschäftigungseffekte beinhalten, betrachtet wurden.

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung und Motivation</b> .....	<b>8</b>
1.1	Szenarien .....	9
<b>2</b>	<b>Technologiestruktur in den Sektoren</b> .....	<b>12</b>
2.1	Energiewirtschaft .....	12
2.2	Gebäudetechnologien .....	15
2.3	Industrielle Prozesswärme .....	17
2.4	Verkehr .....	19
<b>3</b>	<b>Energiebereitstellung und -verwendung</b> .....	<b>21</b>
3.1	Primär- und Endenergie .....	21
3.2	Strom .....	23
3.3	Wasserstoff .....	24
3.4	Fossile und importierte stoffliche Energieträger .....	26
<b>4</b>	<b>Wandler, Speicher und Flexibilitäten</b> .....	<b>29</b>
4.1	Energiespeicher .....	29
4.2	Energiewandler .....	30
4.3	Flexibilitätsbeiträge .....	31
<b>5</b>	<b>Kosten und Emissionen</b> .....	<b>36</b>
5.1	Entwicklung energiebedingter CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Sektoren .....	36
5.2	Kostenvergleich der Szenarien .....	38
5.3	Kosten im Verhältnis zu Umweltkosten .....	39
<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>42</b>
<b>7</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>43</b>
7.1	Flüssige Kraftstoffe und Methan .....	43
7.2	Preispfade zum Import synthetischer Energieträger .....	44

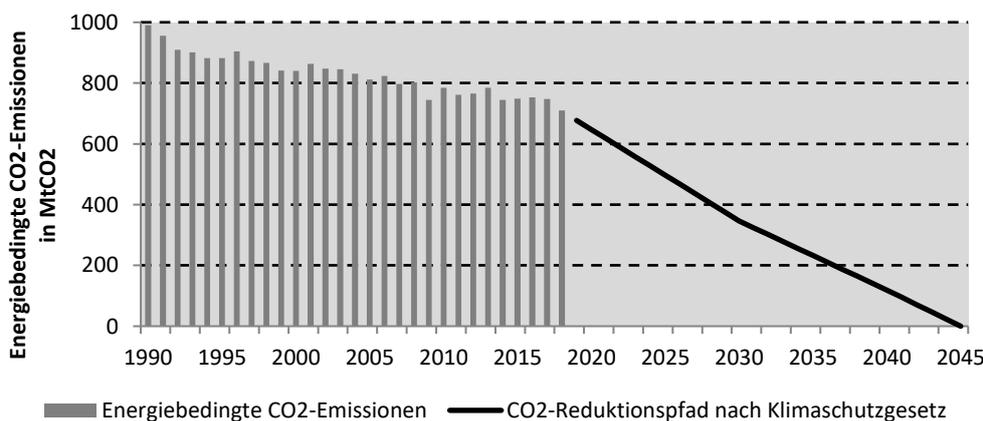
# 1

## Einleitung und Motivation

Im Februar 2020 veröffentlichte das Fraunhofer ISE die Studie »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen« [1]. Kurz vorher hatte die Europäische Union den „European Green Deal“ für Europa ausgerufen, der eine nachhaltige EU-Wirtschaft mit Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 als Ziel definiert hat. Um die Netto-Treibhausgasemissionen im Jahr 2050 auf null zu senken, wurde das EU-Zwischenziel einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 40% bis 2030 auf 55% im Vergleich zu 1990 angehoben. Mit dem Beschluss des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021 wurde das Klimaschutzgesetz von 2019 mit den Grundrechten für unvereinbar erklärt. Daraufhin beschloss der Bundestag am 24.06.2021 eine Anpassung der CO<sub>2</sub>-Emissionspfade im Zuge des Ziels der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045.

Aufgrund dieser neuen andiskutierten Zielstellung, welche in Abbildung 1 dargestellt sind, hat das Fraunhofer ISE beschlossen, die Szenarien der Studie von Februar 2020 mit diesen Zielwerten komplett neu zu rechnen. Dies stellt auch eine Erweiterung des Updates vom Dezember 2020 dar, da nun die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 festgesetzt wurde. Dies wurde mit einer vollständigen Reduktion energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2045 in der Modellanalyse umgesetzt. Gleichzeitig werden im Vergleich zum Update die Ergebnisse aller vier Ursprungsszenarien neu berechnet und veröffentlicht.

Die Ergebnisse können zur Entscheidungsfindung bei den notwendigen Maßnahmen zum Erreichen der Klimaneutralität beitragen. Außerdem bieten sie wie die Ursprungsversion die Möglichkeit, die Auswirkungen unterschiedlicher gesellschaftlicher Trends auf das Erreichen der Klimaneutralität zu analysieren.

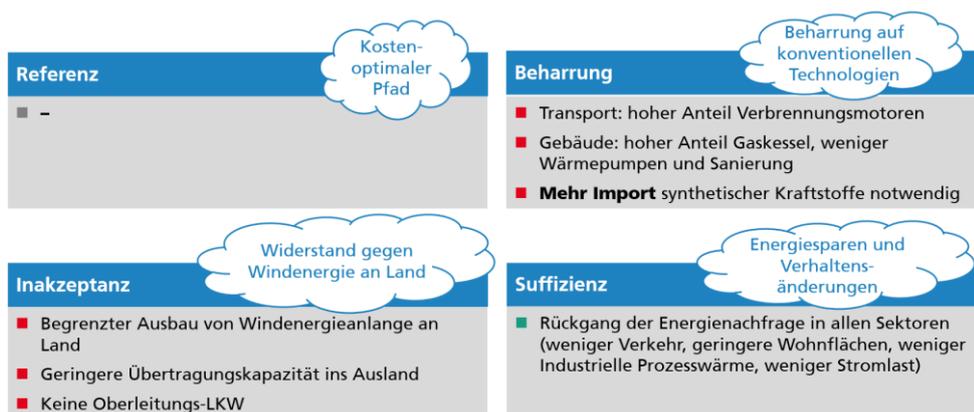


**Abbildung 1: CO<sub>2</sub>-Zielpfad zur Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit -65% im Jahr 2030, -88% im Jahr 2040 und -100% um Jahr 2045 gegenüber 1990**

# 1.1 Szenarien

Die vorliegende Kurzstudie beschreibt die Ergebnisse der neuen Rechnungen mit den Zielwerten 65% im Jahr 2030 und 100% im Jahr 2045 zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Dabei wurden alle sonstigen Annahmen der Szenarien in der Studie beibehalten. Als einzige Parameterannahmen wurden die Preispfade für synthetische flüssige und gasförmige Energieträger gesenkt (siehe Abschnitt 7.2) und Grenzen für maximal mögliche Importmengen gesetzt, um den aktuellen Prognosen Rechnung zu tragen.

Die folgende Abbildung 2 stellt den Szenarienrahmen mit den vier Szenarien *Referenz*, *Beharrung*, *Inakzeptanz* und *Suffizienz* vereinfacht dar. Die vier Szenarien wurden entwickelt, um aktuelle gesellschaftliche Trends und Diskussionsthemen in Bezug auf die Transformation des Energiesystems abzubilden. Die *Referenz* stellt ein Vergleichsszenario dar, bei dem die Einschränkungen oder begünstigenden Annahmen der anderen Szenarien nicht gelten. Das Szenario *Beharrung* ist insbesondere durch starke Widerstände gegen den Einsatz neuer Technologien im privaten Bereich gekennzeichnet, also z.B. durch ein Festhalten an Verbrennungstechnologien sowohl für die Wärmeversorgung von Gebäuden als auch für die private, motorisierte Mobilität. Um trotzdem die verschärften Klimaziele erreichen zu können, wurden in diesem Szenario die maximal möglichen Importmengen synthetischer Energieträger erhöht. Ohne die angehobenen Importgrenzen würden die verschärften Klimaziele in dem Szenario *Beharrung* nicht erreicht. Das Szenario *Inakzeptanz* ist vor allem durch starken Widerstand gegen den weiteren Ausbau großer Infrastrukturen charakterisiert, insbesondere Windenergieanlagen und Stromnetze, aber z.B. auch Oberleitungen auf Autobahnen. Das Szenario *Suffizienz* beschreibt dagegen eine Entwicklung, in der Verhaltensänderungen in weiten Teilen der Gesellschaft wirksam werden, die eine merkliche Minderung des Energieverbrauchs mit sich bringen. Ein Wertewandel, angetrieben durch ein zunehmendes Bewusstsein für die Gefahren des Klimawandels, könnte solche Verhaltensänderungen beispielsweise bewirken.



**Abbildung 2: Im Rahmen der Kurzstudie betrachtete Szenarien.**

In Tabelle 1 werden weitere zentrale Treiber für die Szenarienergebnisse dargestellt. Dies bezieht sich insbesondere auf das Potenzial der Erneuerbaren Energien und der Kuppelkapazitäten für Stromimport sowie auf die Verbrauchsentwicklung.

Bei klassischen Stromanwendungen wird angenommen, dass Effizienzsteigerungen von gegenläufigen Effekten, wie zunehmender Kommunikation und Digitalisierung, ausgeglichen werden, sodass der Verbrauch konstant bleibt. Weiterhin wird in den Sektoren Verkehr und Gebäude von einer Verkehrszunahme bzw. einem Wohnflächenzuwachs ausgegangen. Im Bereich der Industrie bzw. Prozesswärme sinkt die Nachfrage durch Effizienzsteigerungen leicht ab. Für das Szenario *Suffizienz* wird in allen Sektoren mit einem starken Rückgang im Verbrauch gerechnet.

**Tabelle 1: Angenommene Randbedingungen der Szenarien Referenz, Beharrung, Inakzeptanz und Suffizienz.**

	Referenz	Beharrung	Inakzeptanz	Suffizienz
Obergrenzen für installierte Kapazität in GW <sub>el</sub>				
Photovoltaik	530	530	800	530
Wind Onshore	230	230	80	230
Wind Offshore	80	80	40	80
Stromimport	40	40	20	40
Import Synthetischer Energieträger	Maximal 375 TWh in 2045	Maximal 3000 TWh in 2045	Maximal 375 TWh in 2045	Maximal 375 TWh in 2045
Verbrauchsentwicklung				
Klassische Stromanwendungen	konstant	konstant	konstant	sinkend
Verkehr	steigend	steigend, teilweise Verbrenner	steigend ohne OLKW	sinkend
Gebäudewärme	steigend	steigend, teilweise Gaskessel	steigend	sinkend
Prozesswärme	leicht sinkend	leicht sinkend	leicht sinkend	sinkend

Für die Modellrechnungen zur Simulation und Optimierung der zuvor beschriebenen Szenarien wird das Energiesystemmodell REMod verwendet, das vor knapp 10 Jahren am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erstellt und seitdem intensiv weiterentwickelt wurde [2]. Das Energiesystemmodell REMod zeichnet sich durch eine Abbildung der Energiebereitstellung, Energieumwandlung und aller Endenergiesektoren in einem Modell aus. Für das gesamte Energiesystem Deutschlands können Pfade in jahresscharfer Auflösung des Inventars sowie der stündliche Betrieb berechnet, analysiert und in Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele optimiert werden. Eine detailliertere Beschreibung der zu Grunde liegenden Methodik findet sich in „Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem 2050“ [1].

Im Gegensatz zu der genannten Studie ist die Randbedingung der zu erreichenden Emissionsreduktion in dieser Arbeit als eine Kombination aus einem CO<sub>2</sub>-Budget und jahresscharfen Emissionsgrenzwerten umgesetzt. Dabei werden die jahresscharfen Zielwerte des KSGs von -65% 2030, -88% 2040 und -100% 2045 um ein Gesamtbudget von 7.8 GtCO<sub>2</sub> ergänzt. Dieses Budget dient als Obergrenze für die in REMod abgebildeten kumulierten Emissionen zwischen 2020 und 2045. Die Berechnung des Budgets geht von den aus dem KSG abgeleiteten kumulierten Emissionen aller THG-Emissionen von 2020 bis 2045 in der Höhe von ca. 9.8 GtCO<sub>2äq</sub> aus. REMod bildet nicht alle im KSG abgedeckten THG-Emissionen ab: Ausschließlich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in REMod enthalten, während nicht-CO<sub>2</sub> Emissionen und prozessbedingte Emissionen außerhalb des Bilanzraums des Modells liegen. Emissionen des

internationalen Luft- und Schiffverkehrs sind dagegen nicht im KSG abgedeckt, aber in REMod enthalten. Dementsprechend werden von dem Gesamtbudget 1.8 GtCO<sub>2äq</sub> für nicht-CO<sub>2</sub> Emissionen und 0.9 GtCO<sub>2äq</sub> für prozessbedingte Emissionen abgezogen, sowie 0.4 GtCO<sub>2</sub> für negative Emissionen und 0.2 GtCO<sub>2</sub> für Emissionen aus internationalem Schiff- und Flugverkehr wieder hinzuaddiert<sup>1</sup>. Damit ergibt sich ein Budget von 7.8 GtCO<sub>2</sub> für die in REMod abgebildeten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Wegen der begleitenden Annahmen zu Emissionen, die nicht in REMod abgebildet sind, wird im Folgenden nicht der Begriff *CO<sub>2</sub>-Neutralität*, sondern der Begriff *THG-Neutralität* verwendet, der Netto-Null-Emissionen aller Treibhausgase einschließt. Der Begriff *Klimaneutralität* aus dem Titel dieser Studie geht über *Treibhausgasneutralität* und *CO<sub>2</sub>-Neutralität* hinaus und beschreibt „einen Zustand, in dem menschliche Aktivitäten keinen Netto-Effekt auf das Klimasystem haben“ [4]. Zusätzlich zum Erreichen von *Treibhausgasneutralität* schließt *Klimaneutralität* das Vermeiden aller anderen Effekte menschlicher Aktivität ein, die das (lokale) Klima beeinflussen, wie etwa den Albedo-Effekt [4]. Auf dem Weg zu *Klimaneutralität* wird hier der wichtige Schritt zum Erreichen von *Treibhausgasneutralität* diskutiert.

---

<sup>1</sup> Nicht-CO<sub>2</sub> Emissionen entstehen hauptsächlich in der Landwirtschaft. Das Budget entspricht Werten des Ariadneprojekts ([3]). Prozessbedingte Emissionen entstehen bei chemischen Reaktionen, zum Beispiel in der Zementherstellung. Das Budget entspricht Ergebnissen des Industriemodells FORECAST im Ariadneprojekt ([3]). Für negative Emissionen werden natürliche CO<sub>2</sub>-Senken oder technische Lösungen wie Direct Air Capture oder Bioenergy Carbon Capture diskutiert ([3], Kapitel 8). Negative Emissionen sind nötig, um ca. 40 MtCO<sub>2</sub>/Jahr in 2045 verbleibender, schwer vermeidbarer nicht-CO<sub>2</sub> und prozessbedingter Emissionen auszugleichen. Es wird von einem linearen Anstieg negativer Emissionen ab 2035 ausgegangen. Die Budgetabschätzung für den internationalen Schiff- und Luftverkehr basiert auf einem dem KSG entsprechenden linearen Rückgang auf -65% 2030 und -100% 2045.

## 2 Technologiestruktur in den Sektoren

### 2.1 Energiewirtschaft

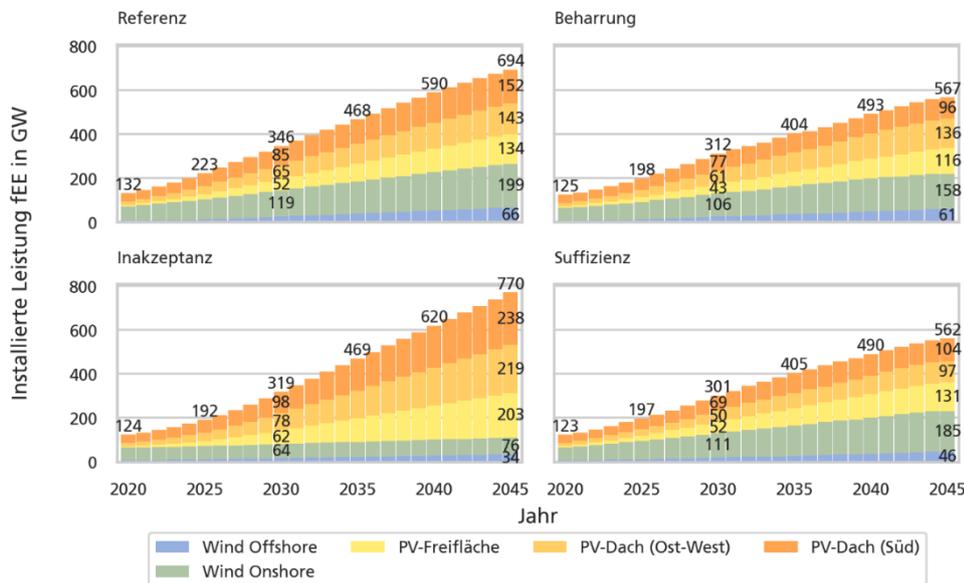
- In den Szenarien werden bis zum Jahr 2045 insgesamt zwischen 560 GW<sub>el</sub> (*Suffizienz*) und 770 GW<sub>el</sub> (*Inakzeptanz*) Windenergie und Photovoltaik installiert, wobei bereits im Jahr 2030 zwischen 300 GW<sub>el</sub> und 350 GW<sub>el</sub>, also mehr als die doppelte heutige Menge installiert sein muss.
- Sowohl ein Beharren auf konventionellen Technologien, verbunden mit einem größeren Import synthetischer Kraftstoffe, als auch eine Reduktion der Nachfrage führen zu einer geringeren Leistung von etwa 565 GW<sub>el</sub>. Muss die Windenergie durch Photovoltaik –wie im Szenario *Inakzeptanz* – ersetzt werden, steigt die Gesamtleistung auf 770 GW<sub>el</sub>.
- Zusätzlich ist eine Back-Up Kapazität von 140-190 GW<sub>el</sub> an flexibel einsetzbaren Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken als Lastausgleich nötig.

In Abbildung 3 sind die Zubaupfade von Photovoltaik und Windenergieanlagen vom Jahr 2020 bis zum Zieljahr 2045 für Treibhausgasneutralität in GW<sub>el</sub> dargestellt. Es zeigt sich deutlich, dass die Ausbauziele stark von den in den Szenarien angenommenen Rahmenbedingungen abhängen. So werden beispielsweise im Szenario *Referenz* bereits im Jahr 2030 346 GW<sub>el</sub> erreicht. Dies ist mit einer jährlichen Zubaurate von etwa 21 GW<sub>el</sub> pro Jahr der höchste Wert aller Szenarien. Bis zum Jahr 2045 steigt die Zubaurate auf 23 GW<sub>el</sub>/Jahr, so dass im Zieljahr 694 GW<sub>el</sub> erreicht werden.

Dies wird lediglich vom Szenario *Inakzeptanz* mit 770 GW<sub>el</sub> im Jahr 2045 übertroffen. Hier müssen Einschränkungen im Windenergieausbau durch einen vermehrten Ausbau von Photovoltaikanlagen ausgeglichen werden. Während hier weiterhin lediglich ca. 2-3 GW<sub>el</sub>/Jahr Windenergie ausgebaut werden, muss der Ausbau der Photovoltaik bis zum Jahr 2045 auf Grund der geringeren Volllaststunden auf etwa 25 GW<sub>el</sub>/Jahr ansteigen, um zusätzlichen Strom bereit zu stellen. Durch die stark Photovoltaik-lastige Stromerzeugung entstehen größere Lastspitzen in der Einspeisung, zu deren Ausgleich mehr Flexibilitäten und mehr Sektorkopplung nötig sind.

In den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* werden aus unterschiedlichen Gründen nur 560-570 GW<sub>el</sub> im Jahr 2045 installiert. Durch die Rahmenbedingungen im Szenario *Beharrung* ist in Teilen die weitere Nutzung von Technologien vorgegeben, die bisher mit fossilen Energieträgern betrieben wurden und zukünftig nur mit einem zunehmenden Anteil an synthetischen Energieträgern weiter betrieben werden können. Hierdurch findet innerhalb der einzelnen Sektoren eine deutlich geringere direkte Elektrifizierung statt, und die Endenergie muss zu großen Teilen über Importe synthetischer Kraftstoffe erfolgen (vgl. Abschnitt 3.4). Es bleibt jedoch festzuhalten, dass auch unter einer sehr starken Externalisierung von Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasen durch Importe im Szenario *Beharrung* ein deutlicher Anstieg im jährlichen Zubau der erneuerbaren Energien von 4,7 GW<sub>el</sub>/Jahr Windenergie und 12,7 GW<sub>el</sub>/Jahr Photovoltaik zum Erreichen der Klimaziele notwendig ist.

Im Szenario *Suffizienz* wird der Energieverbrauch der einzelnen Sektoren deutlich gesenkt. Dadurch entsteht eine niedrigere Stromnachfrage, und fluktuierende erneuerbare Energien werden in einem ähnlichen Umfang ausgebaut wie im Szenario *Beharrung*. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass in diesem Szenario auch der Import synthetischer Energieträger niedriger als in allen anderen Szenarien ist (vgl. Abschnitt 3.4).



**Abbildung 3: Zubaupfad der installierten Leistung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien für die betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2045 in  $\text{GW}_{\text{el}}$ .<sup>1</sup>**

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung von konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2045. Zunächst wird der Rückgang der installierten Leistung von Kohlekraftwerken deutlich, welche im Jahr 2035 vollständig außer Betrieb gehen. Bereits im Jahr 2030 machen Kohlekraftwerke nur noch ca. 5% der bereitgestellten Strommenge aus, da zum Erreichen der Zwischenziele ein Großteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Gaskraftwerken kommen muss (siehe Abbildung 11).

Des Weiteren zeigt sich in allen Szenarien ab dem Jahr 2025 eine deutliche Notwendigkeit von flexibel einsetzbaren Kraftwerken. So werden zwischen 2020 und 2030 im Durchschnitt etwa  $6\text{--}7 \text{ GW}_{\text{el}}/\text{Jahr}$  an Gaskraftwerken zugebaut. In den darauffolgenden Jahren bis 2045 zeigt sich mit  $3\text{--}4 \text{ GW}_{\text{el}}/\text{Jahr}$  insbesondere bei den Gasturbinen ein starker Zubau. Das Szenario *Inakzeptanz* weist eine veränderte Dynamik durch weniger Windenergie und mehr Photovoltaik auf, wodurch mit  $190 \text{ GW}_{\text{el}}$  im Jahr 2045 die größte installierte Leistung von Gaskraftwerken benötigt wird. In den anderen Szenarien liegt diese in etwa bei  $140\text{--}150 \text{ GW}_{\text{el}}$ . Zu beachten ist hierbei, dass die installierte Leistung von Gaskraftwerken sehr stark von den anderen Flexibilitätsoptionen des

<sup>1</sup> Anmerkung: Die in den Grafiken gezeigten Werte für das Jahr 2020 weichen teilweise von den realen Werten im Jahr 2020 ab, da die Optimierung bereits im Jahr 2018 begonnen wurde. Zum einen waren zum Zeitpunkt der Berechnung sektorübergreifend noch keine vollständigen Daten für 2020 verfügbar und zum anderen sind die Daten in diesem Jahr auf Grund der Pandemie nicht für eine Kalibrierung des Modells geeignet.

Energiesystems abhängt. Zum Beispiel könnte die Leistung dieser flexiblen Kraftwerke durch eine stärkere Einbindung in das europäische Stromnetz oder die Ausnutzung von höherem Lastverschiebepotenzial kleiner dimensioniert werden. Neben synthetischem Methan kann in diesen Anlagen häufig Wasserstoff eingesetzt werden.

-----  
 Technologiestruktur in den  
 Sektoren  
 -----

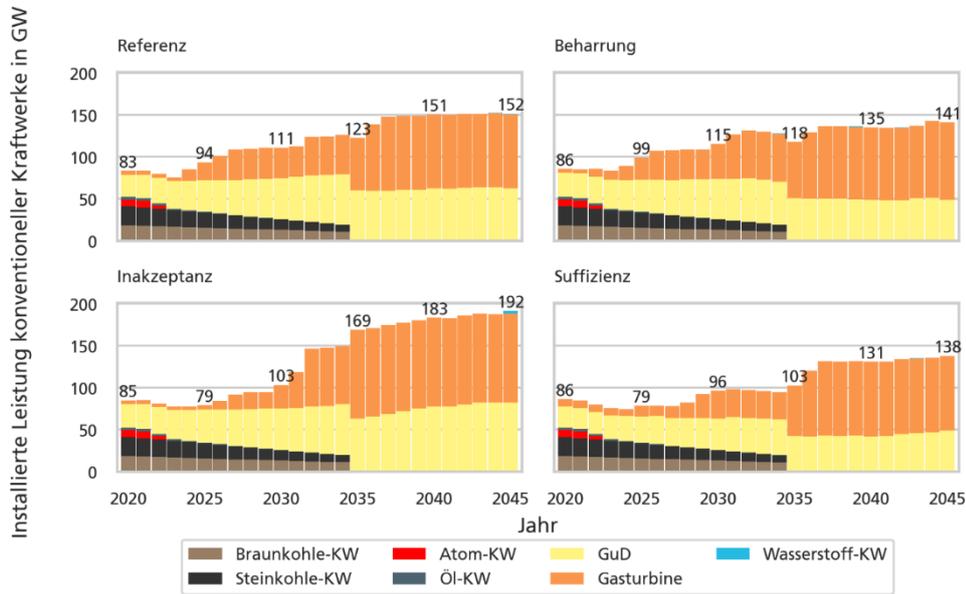


Abbildung 4: Installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken bis zum Jahr 2045 in GW<sub>el</sub>

## 2.2 Gebäudetechnologien

- Wärmepumpen und Wärmenetze dominieren außer im Szenario *Beharrung* die Wärmebereitstellung in Gebäuden in einem dekarbonisierten Energiesystem.
- Im Szenario *Beharrung* sind Gaskessel weiterhin die dominierende Technologie.
- Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgt zum großen Teil über Wärmepumpen und Solarthermieanlagen.

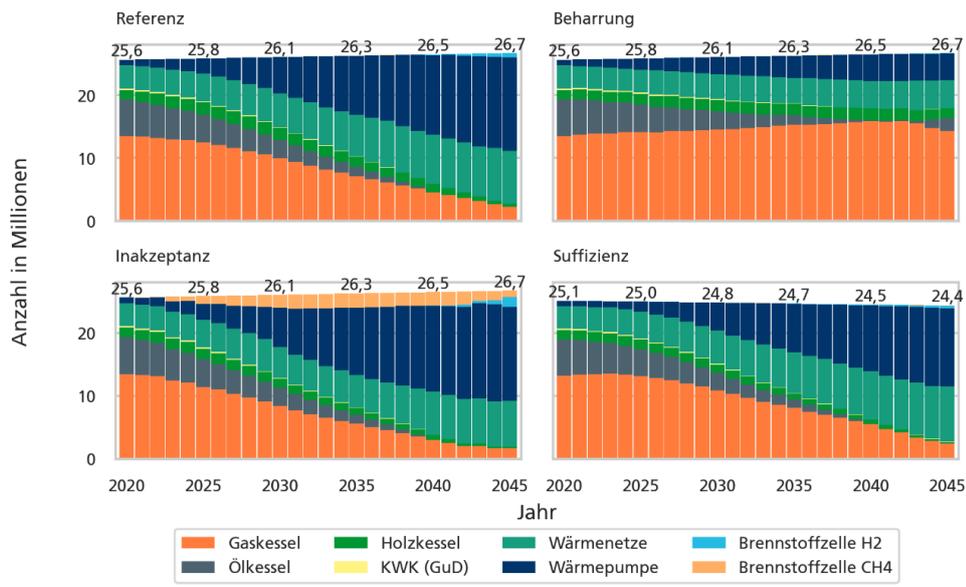
Der Endenergiebedarf zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser lag 2019 bei 793 TWh, was einem Anteil von über 30% des deutschen Endenergiebedarfs entspricht [5]. Die heute dominierenden Technologien sind dabei Gas- und Ölkessel, mit einem geringeren Anteil folgen Wärmenetze und Holzkessel. Die Transformation der Wärmebereitstellungstechnologien in den verschiedenen Szenarien ist in Abbildung 5 dargestellt.

Zur Defossilisierung der Raumwärmebereitstellung werden in allen Szenarien, außer dem Szenario *Beharrung*, Gas- und Ölkessel nahezu vollständig durch Wärmepumpen und Wärmenetze ersetzt. Holzkessel spielen in diesen Szenarien keine Rolle für die Raumwärmebereitstellung, da die nötige Biomasse für andere Anwendungsgebiete eingesetzt wird. Das Szenario *Beharrung* zeichnet sich entsprechend der Szenariodefinition durch einen geringen Wechsel der Wärmetechnologien aus: Im Jahr 2045 wird Raumwärme weiterhin überwiegend durch Gaskessel bereitgestellt und bestehende Holzkessel weiterhin genutzt. Auch in diesem Szenario werden Ölkessel überwiegend zurück- und Wärmepumpen zugebaut, jedoch deutlich langsamer als in den anderen Szenarien. In allen Szenarien wird zusätzlich Solarthermie in Höhe von 46-66 GW installiert.

Eine Besonderheit im Szenario *Beharrung* ist, dass nach 2040 wieder Ölkessel zugebaut werden. Im *Beharrungs*-Szenario wird, wie in Abschnitt 1.1 dargestellt, von deutlich höheren Importgrenzen von synthetischen Flüssigkraftstoffen ausgegangen, da bei einer Beharrung auf alten Technologien die Klimaziele nur durch erhebliche Importe erreicht werden können. Die nach 2040 neu installierten Ölkessel können mit diesen synthetischen Importen treibhausgasneutral betrieben werden. Es ist allerdings noch unklar, in welchen Mengen synthetische Importe tatsächlich zur Verfügung stehen werden und wie sich die Preise bei einer erhöhten Nachfrage bis zum Jahr 2040 entwickeln.

Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgte im Jahr 2019 aus verschiedenen Energieträgern, wobei Gas mit 41% und Kohle mit 24% den größten Anteil hatten. Lediglich 21% der Fernwärme wurde 2019 aus erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt [5]. In einem defossilisierten Energiesystem wird Fernwärme über zentrale Wärmepumpen (je nach Szenario 30-40 GW) und Solarthermie (13-27 GW) bereitgestellt. Zur Spitzenlastdeckung werden Gaskessel und gasbasierte KWK-Anlagen (5-27 GW) eingesetzt.

Sowohl in einzelnen Gebäuden als auch in Wärmenetzen weiterhin installierte Gaskessel und KWK-Anlagen werden im Jahr 2045 mit biogenem oder synthetischem Gas betrieben, wie in der Graphik zur Bereitstellung von Methan im Anhang ersichtlich ist.



**Abbildung 5: Zusammensetzung der Wärmetechnologien in Gebäuden. Solarthermie und Heizstäbe können zusätzlich genutzt werden und sind nicht mit dargestellt.**

Neben einem Wechsel der Wärmetechnologien spielt die Senkung des Energiebedarfs durch energetische Gebäudesanierungen eine zentrale Rolle. Die Entwicklung der Sanierungen ist in Abbildung 6 dargestellt. Der Standard KfW 70 bis KfW 55 entspricht dabei einem grundlegend sanierten Gebäude, der Standard KfW 40 einem Passivhaus.

In allen Szenarien wird bis 2045 ein Großteil des Gebäudebestands saniert. Im Szenario *Beharrung* wurde dabei die Sanierungsrate auf maximal ein Prozent des Gebäudebestands beschränkt. Während in den Szenarien *Referenz*, *Beharrung* und *Suffizienz* der Standard eines grundlegend sanierten Gebäudes ausreicht, wird im Szenario *Inakzeptanz* überwiegend nach KfW 40 (Passivhaus) saniert. Das liegt an den Ausbaueinschränkungen von Windenergie und Stromnetzen in diesem Szenario, wodurch dem System generell weniger erneuerbare Energie zur Verfügung steht.

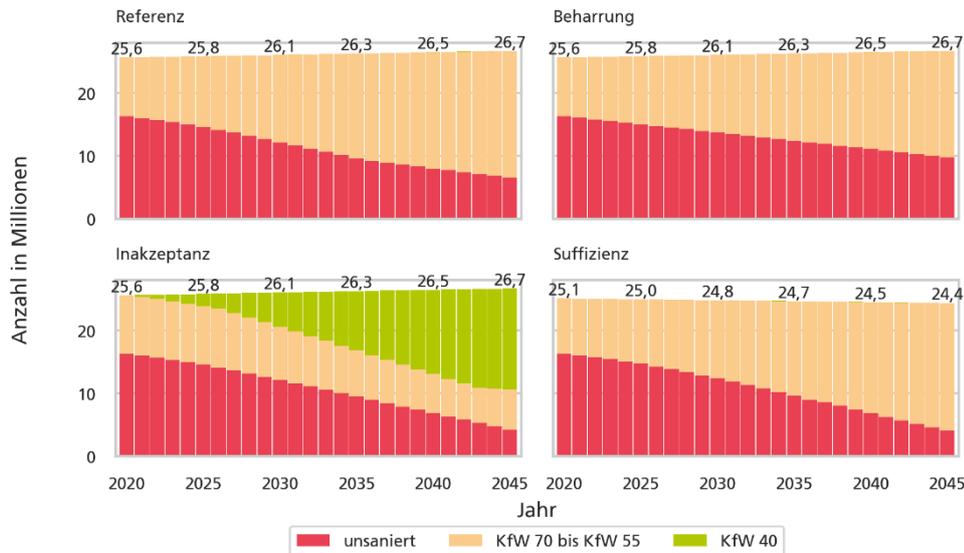
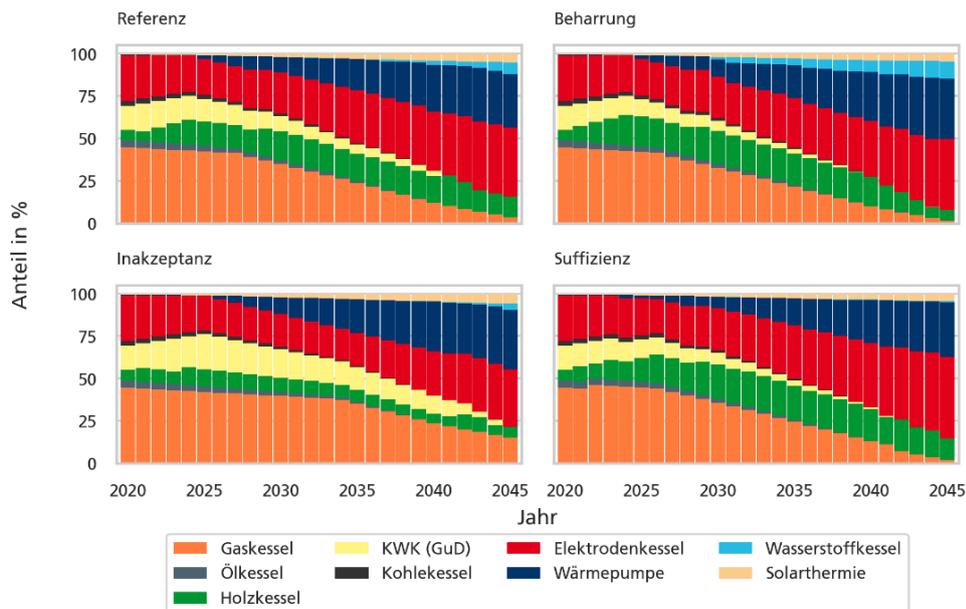


Abbildung 6: Sanierungsstufen des Gebäudebestands.

## 2.3 Industrielle Prozesswärme

- Die direkte Elektrifizierung über Elektrodenkessel und industrielle Wärmepumpen spielt die größte Rolle bei der dekarbonisierten Bereitstellung von industrieller Prozesswärme.
- Gasbetriebene Technologien (Gaskessel und industrielle KWK-Anlagen) spielen nur bei begrenzter Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom eine kleine Rolle im Zielsystem und werden ansonsten fast vollständig verdrängt.

Im Jahr 2019 lag der Endenergiebedarf für Bereitstellung von Prozesswärme in Deutschland bei 541 TWh, 21% des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Knapp 87% davon entfielen auf den Industriesektor [5]. Verschiedene industrielle Prozesse erfordern Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus, die in [1] einzeln analysiert werden. Dieser Abschnitt gibt einen Kurzüberblick über die Bereitstellung von Prozesswärme ohne Temperaturniveaus zu spezifizieren. Abbildung 7 zeigt die Anteile jeder Technologie in Prozent an der aufsummierten Gesamtleistung aller Technologien, die industrielle Prozesswärme bereitstellen.



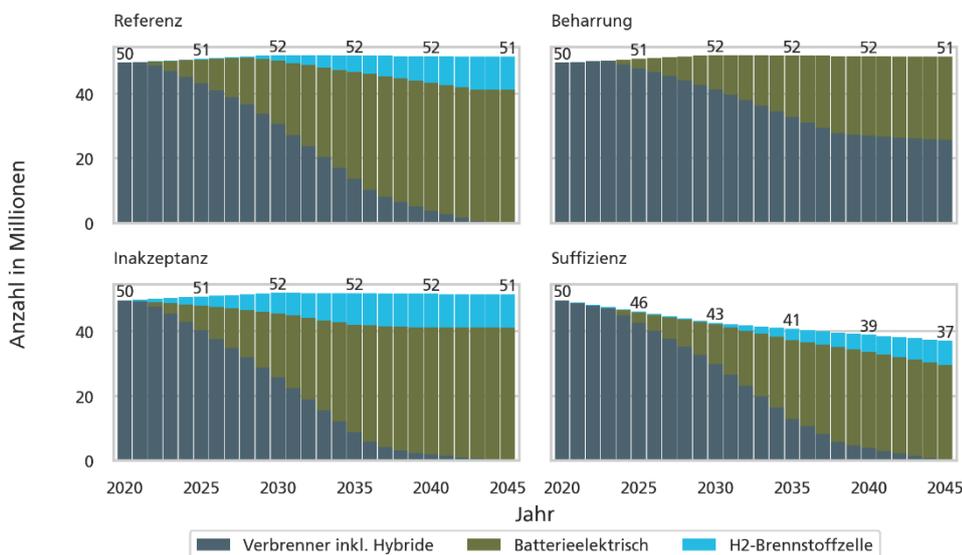
**Abbildung 7: Entwicklung der Technologien, die industrielle Prozesswärme bereitstellen, als Anteil an der aufsummierten Gesamtleistung in Prozent.**

In allen Szenarien spielt die direkte Elektrifizierung über Elektrodenkessel und industrielle Wärmepumpen die wichtigste Rolle in der Transformation. Während diese auf Strom basierenden Technologien heute noch einen gemeinsamen Anteil von unter 30% haben, steigt dieser bis 2045 auf 69% (Szenario *Inakzeptanz*) bis 80% (Szenario *Suffizienz*). Dagegen stellen die gasbetriebenen Technologien Gaskessel und KWK (GuD) in allen Szenarien einen rückläufigen Anteil, der von heute knapp 60% auf unter 5% fällt. Lediglich im Szenario *Inakzeptanz* gibt es 2045 einen Restanteil von 15%, der CO<sub>2</sub>-neutral mit biogenem und synthetischem Gas betrieben wird. Holzkessel kommen im Szenario *Inakzeptanz* kaum zum Einsatz, dienen in den anderen drei Szenarien aber als Übergangslösung mit Anteilen zwischen 15% und 20% von 2025 bis 2040. Biomasse wird in diesen Jahren benötigt, um den Industriesektor schnell zu dekarbonisieren, weil noch nicht genügend erneuerbarer Strom für eine noch schnellere direkte Elektrifizierung bereitsteht. Wasserstoffkessel spielen nur in den Szenarien *Referenz*, mit knapp 7% im Jahr 2045, und *Beharrung*, mit 10% im Jahr 2045, eine kleine Rolle. Industrielle Solarthermie steigt zwar in allen Szenarien deutlich an, von heute unter 2% auf 4% (Szenario *Suffizienz*) bis knapp 6% (Szenario *Inakzeptanz*), deckt dann aber weiterhin nur einen kleinen Anteil des Prozesswärmebedarfs.

## 2.4 Verkehr

- Verbrennungsmotoren werden im PKW-Bereich vollständig verdrängt. Nur im Szenario *Beharrung* verbleiben diese, weil im Szenario ein Festhalten an Verbrennern angenommen wird.
- Batterieelektrische Fahrzeuge stellen im PKW-Bereich für das System die effektivste Lösung dar, Wasserstoff könnte eine kleinere Rolle spielen.
- Im LKW-Bereich dominiert in den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz* vor allem Wasserstoff. Hinzu kommen etwa 20% Verbrennungsmotoren (*Referenz*) oder Batterieelektrische LKW (*Inakzeptanz*).
- In den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* verbleiben überwiegend Verbrennungsmotoren im LKW-Segment– entweder auf Grund der Szenarioannahmen (*Beharrung*) oder auf Grund der guten Verfügbarkeit von biogenen und synthetischen Kraftstoffen durch allgemeine Nachfragereduktion (*Suffizienz*).

Wie in Abbildung 8 zu sehen, entwickelt sich der PKW-Bereich bis zum Jahr 2045 sehr homogen in Richtung batterieelektrischer Fahrzeuge. Nur im Szenario *Beharrung* verbleiben ca. 50% Verbrennungsmotoren im System, da dies so in der Parametrierung angenommen wurde. So sind in den drei anderen Szenarien spätestens im Jahr 2045 alle Verbrennungsmotoren durch elektrische Antriebe ersetzt. Lediglich 20% der Fahrzeuge werden wasserstoffelektrisch angetrieben, was auf eine Annahme (Kundenwünsche, Technologieoffenheit) in den Szenarien zurückzuführen ist.

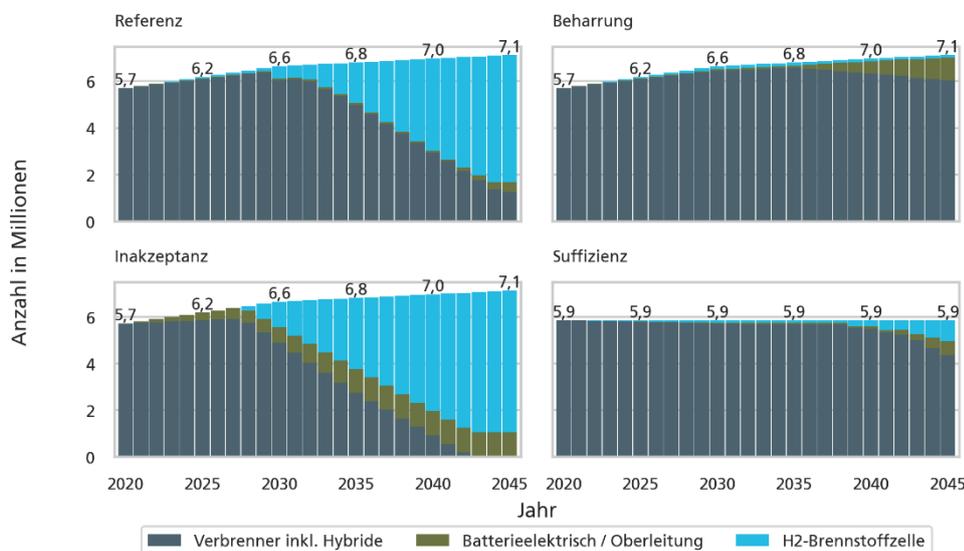


**Abbildung 8: Entwicklung von PKW von 2020 bis 2045 in Millionen Fahrzeuge**

Auch im *Suffizienz*-Szenario, in dem die Anzahl der Fahrzeuge von etwa 50 Mio. auf 37 Mio. zurück geht, zeigt sich eine vollständige Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge. Obwohl der PKW-Bereich wie im Beharrungsszenario ebenfalls durch den

Einsatz von CO<sub>2</sub>-neutralen synthetischen Kraftstoffen defossilisiert werden könnte, bringen somit in allen frei optimierten Bereichen batterieelektrische Fahrzeuge zum einen Kosten- und Effizienzvorteile, zum anderen durch den Einsatz als mobile Batteriespeicher systemische Vorteile mit sich. So stellen beispielsweise im Referenzszenario die Fahrzeuge mit ihren mobilen Batteriespeichern (Vehicle-to-Grid) eine systemdienliche Speicherkapazität von 275 GWh<sub>el</sub> bereit.

Während die Tendenz zur Elektrifizierung im PKW-Bereich deutlich ausgeprägt ist, ergibt sich im LKW-Bereich ein deutlich heterogeneres Bild (siehe Abbildung 9). So werden beispielsweise in den Szenarien *Inakzeptanz* und *Referenz* wasserstoffelektrisch betriebene LKW mit 75-85% des Fahrzeugbestandes zur dominierenden Technologie. Dies ist vor allen durch die Kostenannahmen bestimmt, in denen wasserstoffelektrische LKW über den gesamten Pfad gesehen kostengünstiger sind als batterieelektrische LKW.



**Abbildung 9: Entwicklung von LKW von 2020 bis 2045 in Millionen Fahrzeuge**

Im Referenz- und Suffizienzzenario hingegen wird Treibhausgasneutralität im LKW-Bereich nicht durch einen Technologiewechsel, sondern durch einen Brennstoffwechsel von fossilen zu synthetischen Kraftstoffen erreicht. So haben im Jahr 2045 weiterhin zwischen 60% (*Suffizienz*) und 85% (*Beharrung*) aller Fahrzeuge Verbrennungsmotoren. Lediglich ein kleiner Teil wird durch Oberleitungs-LKW ersetzt oder wasserstoffelektrisch betrieben. Im Szenario *Beharrung* ist dies überwiegend auf die hohen Importmöglichkeiten für synthetische Kraftstoffe zurück zu führen. So wird im Szenario *Beharrung* in den Jahren 2030 bis 2045 die etwa 10 bis 20-fache Menge an importierten synthetischen Brennstoffen für den LKW-Bereich benötigt als in den weiteren Szenarien. Im Szenario *Suffizienz* ist neben einem Rückgang der LKW- und PKW-Flotte ebenfalls ein Rückgang des Schiffs- und Luftverkehrs sowie des verbrennungsbasierten Bahnverkehrs unterstellt. Da auch in den anderen Sektoren kaum Flüssigkraftstoffe eingesetzt werden, steht im LKW-Bereich ausreichend biogener sowie importierter synthetischer Kraftstoff zur Verfügung. Somit besteht in diesem Szenario keine Notwendigkeit im System, die LKW-Flotte umzustellen.

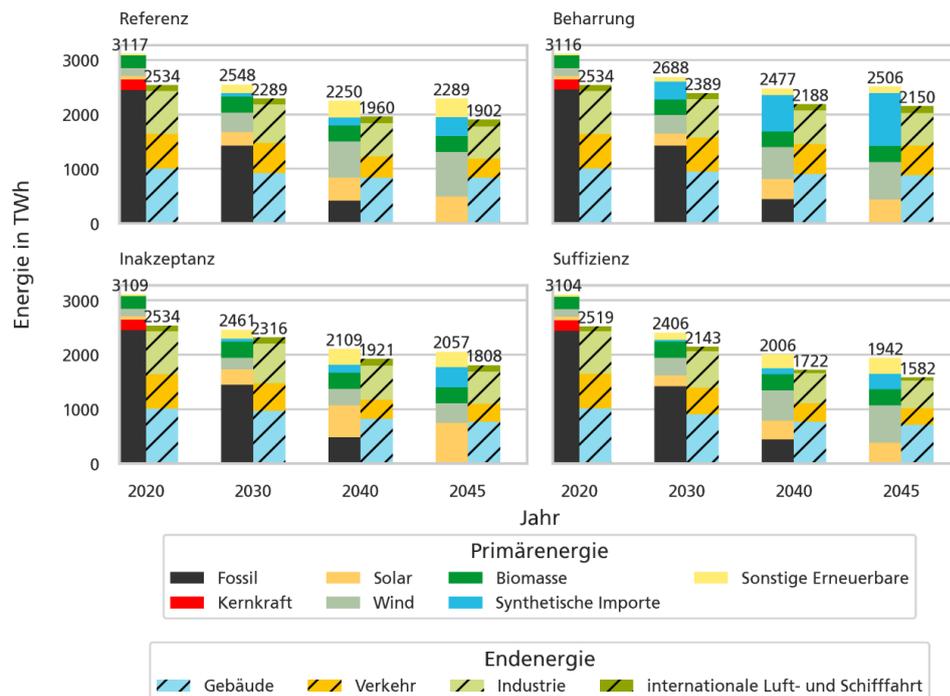
## 3 Energiebereitstellung und -verwendung

### 3.1 Primär- und Endenergie

- Sowohl Primär- als auch Endenergie können in allen Szenarien durch eine hohe Elektrifizierung und den Einsatz effizienter Technologien um 20-40% reduziert werden.
- Eine Minderung der Nachfrage reduziert den Primärenergiebedarf um fast 40%, wohingegen ein Beharren auf konventionellen Technologien eine Reduktion von lediglich 17% zulässt.
- Der Anteil von Windenergie und Photovoltaik an der Primärenergie liegt in allen Szenarien zwischen 40% (*Beharrung*) und 60% (*Referenz*) – der Rest wird über andere erneuerbare Energiequellen wie Biomasse, Umweltwärme oder importierte synthetische Kraftstoffe bereitgestellt.

Die Transformation des Energiesystems von einem auf fossilen Energieträgern beruhenden Energiesystem zu einem System, in dem zu 100% Erneuerbare Energien verwendet werden, führt, wie in Abbildung 10 dargestellt, in allen Szenarien zu einem starken Rückgang der Primär- und Endenergie. Dies ist insbesondere durch die zunehmende Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren zu sehen, wo durch technologischen Fortschritt und steigende Wirkungsgrade (beispielsweise in den Szenarien *Referenz* oder *Inakzeptanz*) auch bei nahezu gleichbleibender Nachfrage der Endenergieeinsatz um bis zu 30% gesenkt werden kann. Wird zusätzlich zum Einsatz von effizienteren Technologien die Nachfrage durch weitere Effizienz- und Suffizienz-Maßnahmen reduziert, können im Szenario *Suffizienz* Primär- und Endenergie sogar um 40% reduziert werden. Wird die Elektrifizierung wie im Szenario *Beharrung* dagegen eingeschränkt, wird die Endenergie bis zum Jahr 2045 um lediglich 17% reduziert. So werden beispielsweise durch einen vermehrten Einsatz von synthetischen Energieträgern weiterhin etwa 2500 TWh Primärenergie benötigt, wohingegen im Szenario *Referenz* etwa 300 TWh weniger eingesetzt werden müssen.

Auch die Zusammensetzung der Primärenergie verändert sich stark. So steigt im Szenario *Referenz* der Anteil von Windenergie und Photovoltaik von etwa 10% im Jahr 2020 auf 50-60% im Jahr 2045. Die restliche Primärenergie wird durch Biomasse, importierte synthetische Energieträger oder Umweltwärme gedeckt (Sonstige Erneuerbare). Während im Jahr 2020 noch zu etwa 80% fossile Energieträger importiert werden müssen, reduziert sich dieser Anteil im Szenario *Referenz* auf lediglich 15% importierter synthetisch erzeugter Kraftstoffe (vgl. Abschnitt 3.4). Bei einem verstärkten Einsatz von konventionellen Technologien, können die Klimaziele nur erreicht werden, wenn im Jahr 2045 weiterhin 40% der Primärenergie in Form von synthetischen Energieträgern importiert wird.



**Abbildung 10: Primär- und Endenergie aller Szenarien bis zum Jahr 2045 in TWh**

Vergleicht man den Primärenergieverbrauch der BMWi-Daten [5] mit dem hier angegebenen Verbrauch im Jahr 2019, zeigt sich ein Unterschied von etwa 200 TWh. Abweichungen zeigen sich ebenfalls für die einzelnen Energieträger, wie beispielsweise Erdöl, Kohle, Methan oder Biomasse. Der Grund hierfür liegt vor allem darin, dass sich der Bilanzraum, welcher in den BMWi-Daten und im hier genutzten Modell betrachtet wird, unterscheidet. So wird in den hier gezeigten Szenarien ausschließlich der energetische Verbrauch betrachtet. Nicht-energetischer Einsatz von Erdöl, Erdgas oder Kohle in der Industrie wird im Modell nicht abgebildet. Ebenso müssen in der Modellierung des Energiesystems gewisse vereinfachende Annahmen getroffen werden. So wird etwa die fossile Fernwärmeerzeugung im Modell nicht komplett abgebildet. Diese Unterschiede wirken sich hauptsächlich auf das Ausgangsjahr der Betrachtung aus, da diese überwiegend in den dort verwendeten fossilen Energieträgern liegen, welche durch die Transformation zunehmend durch den Einsatz Erneuerbarer Energien verdrängt werden. Ein weiterer Grund für die Abweichungen im Jahr 2020 ist der weiter oben beschriebene Beginn der Optimierung im Jahr 2018, da sich das Jahr 2020 auf Grund noch nicht vorliegender Daten und der Pandemie nicht für eine Kalibrierung des Modells eignet.

- Die Stromnachfrage und -bereitstellung im Jahr 2045 bewegt sich je nach Szenario im Bereich zwischen 1200 TWh und 1400 TWh.
- Eine reduzierte Stromnachfrage kommt entweder durch geringere Verfügbarkeit (*Inakzeptanz*), durch geringere Elektrifizierung der Sektoren (*Beharrung*) oder durch Reduktion der Nachfrage (*Suffizienz*) zustande.
- Die Stromerzeugung aus Windenergie dominiert in allen Szenarien, in denen sie nicht beschränkt ist. Andernfalls kann ein Wegfall durch zusätzliche Leistung von Photovoltaik aufgefangen werden.
- Die größten Stromabnehmer sind im Jahr 2045 der Industrie- (350-400 TWh) und Gebäudesektor (260-340 TWh) – je nach Szenario gefolgt von Power-to-X Technologien (280-400 TWh).

Wie in Abbildung 11 dargestellt, steigt in allen Szenarien die Stromnachfrage und Bereitstellung bereits bis zum Jahr 2030 um 100-200 TWh<sub>el</sub> an. So müssen beispielsweise im Szenario Referenz bereits 575 TWh<sub>el</sub> aus Windenergie und Photovoltaik bereitgestellt werden, was in etwa der dreifachen Menge des Jahres 2020 entspricht [6]. Bis Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 erreicht wird, steigt die Stromnachfrage in allen Szenarien auf mindestens das Doppelte des heutigen Wertes an.

2045 zeigt sich im Szenario *Referenz*, dass Windenergie mit 816 TWh<sub>el</sub>, gefolgt von Photovoltaik mit 447 TWh<sub>el</sub> den größten Teil der Elektrizität bereitstellen. Lediglich kleine Teile des Stroms werden weiterhin auf Basis von Gas- (85 TWh<sub>el</sub>) oder Wasserstoffturbinen (23 TWh<sub>el</sub>) und Wasserkraft (17 TWh<sub>el</sub>) bereitgestellt oder importiert (19 TWh<sub>el</sub>). Auf der Stromabnahmeseite zeigt sich, dass etwa 50% der Elektrizität für die Bereitstellung von Wärme im Gebäude- und Industriesektor benötigt wird. Mit etwa 300 TWh<sub>el</sub> werden weitere 20% für die Bereitstellung von Wasserstoff eingesetzt. Obwohl die gesamte PKW-Flotte elektrifiziert ist, wird dort mit 115 TWh<sub>el</sub> ein vergleichsweise kleiner Teil der Elektrizität benötigt.

Im Szenario *Inakzeptanz* ergeben sich bei der Strombereitstellung insbesondere Verschiebungen innerhalb der Erneuerbaren Energien, wo Photovoltaik mit 690 TWh<sub>el</sub> im Vergleich zur Windenergie mit 355 TWh<sub>el</sub> die größere Strommenge bereitstellt. Dies führt zu einem deutlich stärker fluktuierendem Stromprofil, wie in Abschnitt 4 durch einen erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen deutlich wird.

Im Szenario *Beharrung* ist die Strombereitstellung mit 1200 TWh<sub>el</sub> in etwa auf dem Niveau des Szenarios *Suffizienz*. Hierbei zeigt sich die deutlich veränderte Zusammensetzung in den Verbrauchssektoren, in denen durch die angepassten Rahmenbedingungen insgesamt etwa 100 TWh<sub>el</sub> weniger Strom und dafür in etwa die doppelte Menge an synthetischen Kraftstoffen zum Einsatz kommt. Die Menge Elektrizität, die in Wasserstoff umgewandelt wird, fällt mit 80 TWh<sub>el</sub> deutlich geringer aus als im Szenario *Referenz*, da die Möglichkeiten synthetische Kraftstoffe zu importieren deutlich größer sind.

Im *Suffizienz*-Szenario zeigt sich aufgrund der insgesamt um etwa 300 TWh geringeren Endenergienachfrage auch eine um etwa 200 TWh<sub>el</sub> geringere Stromnachfrage als im

Referenz-Szenario. Dies unterstreicht, dass ein Großteil der Nachfragereduktion in einem Rückgang der Stromnachfrage mündet.

Energiebereitstellung und -verwendung

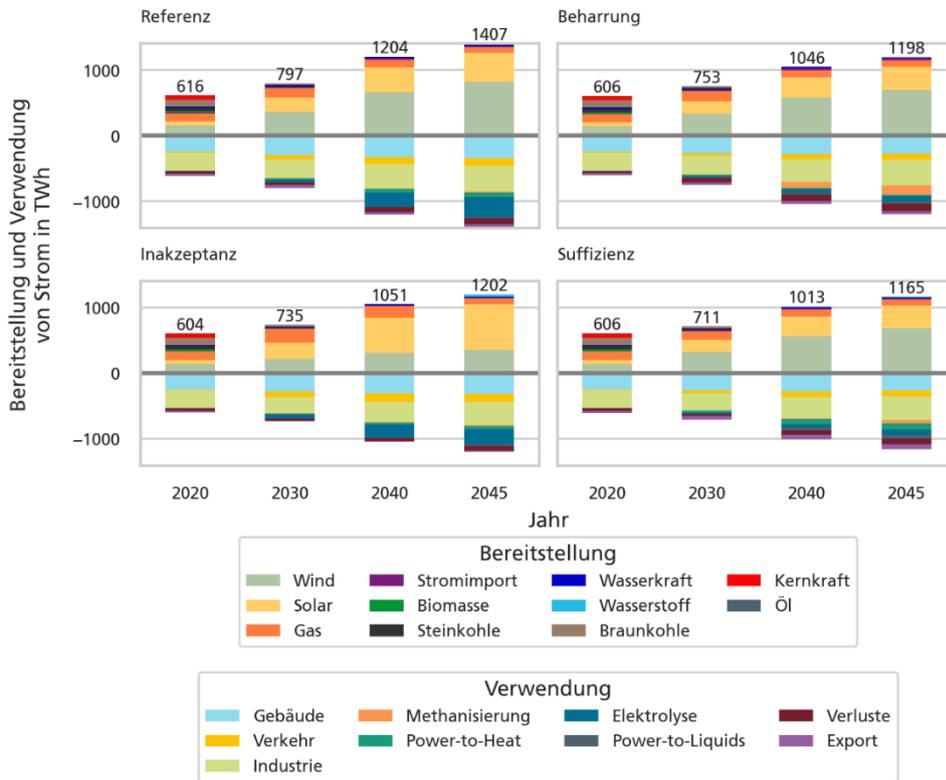


Abbildung 11: Bereitstellung und Verwendung von Strom von 2020 bis 2045 in TWh<sub>el</sub>

### 3.3 Wasserstoff

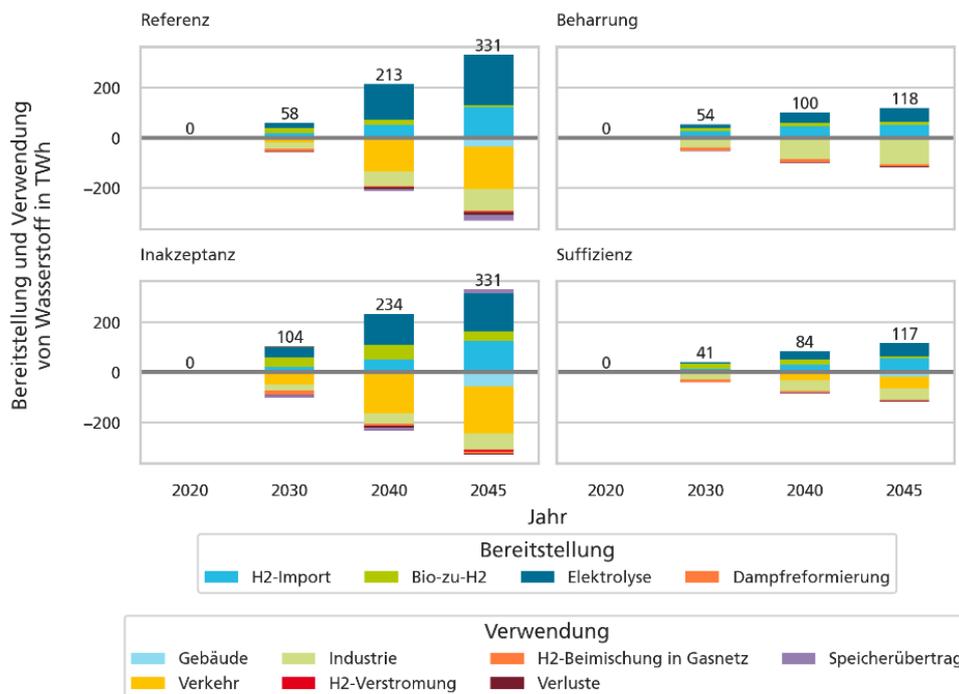
- Wasserstoffbereitstellung und -verwendung steigen in allen Szenarien deutlich an auf 120 TWh (*Beharrung* und *Suffizienz*) bis 330 TWh (*Referenz* und *Inakzeptanz*) im Jahr 2045.
- Wasserstoff wird zu einem Großteil aus erneuerbarem Strom in Elektrolyseuren im In- und Ausland hergestellt (2045 in allen Szenarien mehr als 85%). Heimische Elektrolyseure stellen eine wichtige Flexibilitätsoption dar.
- Wasserstoff kommt hauptsächlich im Verkehrs- und Industriesektor und nur zu kleinen Teilen im Gebäudesektor zum Einsatz.

Abbildung 12 zeigt die Bereitstellung und Verwendung von Wasserstoff von heute bis zum Jahr 2045.

In allen Szenarien steigt die verwendete Menge Wasserstoff deutlich an: von heute 0 TWh über 41 TWh (Szenario *Suffizienz*) bis 104 TWh (Szenario *Inakzeptanz*) im Jahr 2030 auf ca. 120 TWh (Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz*) bis ca. 330 TWh (Szenario

*Referenz* und *Inakzeptanz*) im Jahr 2045. Damit teilen sich die Szenarien in zwei Szenarien mit niedrigem Einsatz von Wasserstoff und in zwei Szenarien mit vergleichsweise hohem Einsatz. Zum einen geht ein hoher Wasserstoffeinsatz in den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz* mit einem deutlich stärkeren Ausbau fluktuierender Erneuerbarer (vgl. Abbildung 3) einher, da heimische Elektrolyseure die notwendige Flexibilität bereitstellen können (Details in Abschnitt 4.3). Zum anderen ist es in den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* mit niedrigem Einsatz von Wasserstoff möglich, den Schwerlastverkehr über synthetische flüssige Energieträger zu dekarbonisieren: Im *Beharrungs*-Szenario werden deutlich größere Importmengen flüssiger Kraftstoffe angenommen und bei *Suffizienz* sinkt die Energienachfrage im Allgemeinen so stark, dass synthetische flüssige Kraftstoffe auch bei geringerem Import für den Schwerlastverkehr bereitstehen.

Wasserstoff wird in allen Szenarien hauptsächlich als grüner Wasserstoff bereitgestellt, also aus erneuerbarem Strom in Elektrolyseuren im In- oder Ausland produziert. Biogener Wasserstoff macht zwar anteilig als Übergangslösung im Jahr 2030 bis zu 40% im Szenario *Inakzeptanz* aus, spielt in absoluten Zahlen und nach 2030 jedoch nur eine kleine Rolle.



**Abbildung 12: Bereitstellung (positiv) und Verwendung (negativ) von Wasserstoff 2020 bis 2045 in TWh**

Die Verwendung von Wasserstoff stellt sich je nach Szenario unterschiedlich dar. In den Szenarien mit hohem Wasserstoffeinsatz (*Referenz* und *Inakzeptanz*) kommt Wasserstoff im Jahr 2045 hauptsächlich im Verkehrssektor (bis zu 188 TWh im Szenario *Inakzeptanz*) und in der Industrie (bis zu 84 TWh im Szenario *Referenz*) zum Einsatz. Im Verkehr wird Wasserstoff in Antriebssystemen mit Brennstoffzellen verwendet und in der Industrie zur Bereitstellung von Prozesswärme sowie in der Stahlerzeugung. Im Gebäudesektor spielt Wasserstoff für Brennstoffzellenheizungen in diesen beiden Szenarien eine kleine Rolle, mit maximal 57 TWh im Szenario *Inakzeptanz*.

In den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* wird deutlich weniger Wasserstoff eingesetzt. Im Szenario *Beharrung* wird fast der gesamte Wasserstoff in der Industrie

verwendet, während der Verkehrssektor ohne jeglichen Wasserstoffeinsatz transformiert wird, da hier überwiegend weiterhin mit flüssigen Kraftstoffen betriebene Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen. Im Szenario *Suffizienz* teilen sich Verkehr und Industrie den Wasserstoff.

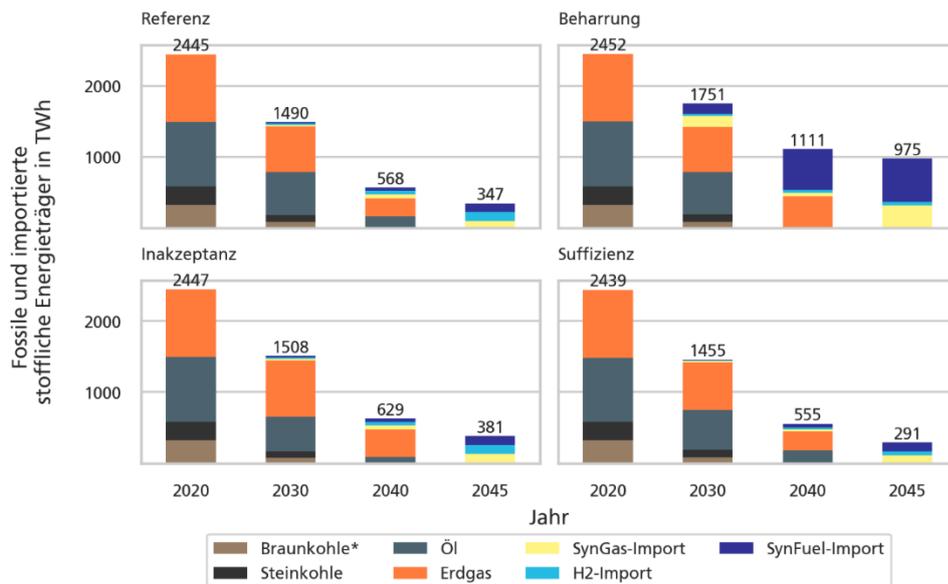
Hierbei bleibt noch festzuhalten, dass in den betrachteten Szenarien keine Feedstock-Nachfrage für Wasserstoff hinterlegt ist. Aktuell gibt es wenige Aussagen in der Literatur, wie hoch der zusätzliche Bedarf ist, schätzungsweise könnten 2045 zwischen 35 und 300 TWh Wasserstoffnachfrage für die stoffliche Verwendung in der Industrie hinzukommen. Hierdurch könnte unter anderem die Verfügbarkeit von Wasserstoff für industrielle Prozesswärme oder den Verkehr zurück gehen.

### 3.4 Fossile und importierte stoffliche Energieträger

- Das deutsche Energiesystem wird durch die Dekarbonisierung deutlich unabhängiger von Energieimporten. Importe stofflicher Energieträger sinken im Vergleich zu 2020 je nach Szenario im Jahr 2045 auf 17% bis 44% des heutigen Wertes.
- Die Importe synthetischer stofflicher Energieträger stellen 2045 mit 290 TWh bis 975 TWh in allen Szenarien eine relevante Stütze des Energiesystems dar.
- Im Szenario *Beharrung* ist die Transformation zur Treibhausgasneutralität nur unter deutlich optimistischeren Annahmen hinsichtlich der globalen Verfügbarkeit CO<sub>2</sub>-neutraler synthetischer Energieträger umsetzbar.

Das deutsche Energiesystem basiert heute auf den fossilen Energieträgern Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas. Ein Großteil von Steinkohle, Erdöl und Erdgas wird importiert [7], allein Braunkohle wird zu einem Großteil in Deutschland abgebaut. Abbildung 13 zeigt zum einen den Verbrauch fossiler Energieträger und zum anderen den Import der CO<sub>2</sub>-neutralen Energieträger grüner Wasserstoff, synthetische flüssige Kraftstoffe (Synfuel) und synthetisches Methan (Syngas). Diese synthetischen Energieträger können im Ausland in Gebieten großer Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms in Elektrolyseuren und nachfolgender chemischer Synthese erzeugt werden.

Der Verbrauch fossiler Energieträger geht über alle Szenarien hinweg stark zurück. Im Vergleich zu heute knapp 2500 TWh sinkt der Verbrauch fossiler Energieträger 2030 auf nur noch ca. 60% der heutigen Energiemenge (ca. 1430 TWh), 2040 auf ca. 18% (ca. 450 TWh) und auf 0% im Jahr 2045. Erdöl spielt dabei 2030 noch eine wichtige Rolle mit 490 TWh (*Inakzeptanz*) bis 610 TWh (*Referenz*). 2040 wird nur noch ein kleiner Teil Erdöl verwendet, zwischen 0 TWh (*Inakzeptanz*) und 175 TWh (*Suffizienz*). Der Erdgasverbrauch sinkt bis 2030 auf 640 TWh (*Beharrung*) bis 800 TWh (*Inakzeptanz*) und bis 2040 weiter auf 260 TWh (*Referenz*) bis 440 TWh (*Beharrung*). Der Kohleverbrauch dagegen geht deutlich schneller zurück und beträgt 2030 nur noch zwischen 160 TWh (*Inakzeptanz*) und 190 TWh (*Suffizienz*). Wegen des Kohleausstiegs, der hier im Jahr 2035 angenommen wurde (siehe Kap. 2.1), sowie einer Umstellung der Stahlerzeugung basierend auf Wasserstoff und Strom, kommt Kohle 2040 nicht mehr zum Einsatz.



**Abbildung 13: Energiemengen fossiler und importierter synthetischer Energieträger 2020 bis 2045 in TWh.**

**\*Braunkohle ist der einzige Energieträger in dieser Abbildung, der zum Großteil in Deutschland gewonnen wird, und soll hier die übrigen fossilen Energieträger vervollständigen [7].**

Ab 2030 ist der Import synthetischer CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger möglich. Um der globalen Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms, Power-to-X Anlagen und Infrastrukturen zum Transport der Energieträger Rechnung zu tragen, wurde eine Obergrenze der Importe von 20 TWh je Energieträger im Jahr 2030, 50 TWh im Jahr 2040 und 125 TWh im Jahr 2045 angenommen. Allein das Szenario *Beharrung* ist durch das Festhalten an Verbrennungsmotoren im Verkehrsbereich und Gaskesseln in den Gebäuden deutlich stärker auf Importe synthetischer, CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger angewiesen. In diesem Szenario können die gesetzten Emissionsziele nur mit deutlich mehr Import synthetischer Energieträger erreicht werden. Hier wurde eine Obergrenze von maximal 150 TWh je Energieträger 2030 ansteigend auf 1000 TWh ab 2035 angenommen. Die Importe synthetischer Energieträger sind mit Preispfaden hinterlegt, die im Anhang dieser Studie zu finden sind.

Über alle Szenarien hinweg steigen die Importe synthetischer Energieträger deutlich an: In den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz* folgt der Import der gesetzten Obergrenze von insgesamt 60 TWh in 2030, 150 TWh in 2040 und zwischen 347 und 375 TWh in 2045. Auch im Szenario *Suffizienz* ist der Import synthetischer Energieträger gleichmäßig auf Wasserstoff, Synfuel und Syngas verteilt, steigt aber langsamer und nur auf 290 TWh 2045 an. Die höhere Nachfrage nach Gas und Öl sowie die angehobenen Grenzen des Imports im Szenario *Beharrung* führen zu einem deutlich anderen Bild: 2030 stellen Syngas und Synfuel jeweils knapp die Hälfte der Importe mit je 150 TWh. Ab 2040 wird mit ca. 600 TWh zu einem Großteil Synfuel importiert. Zum Erreichen der Treibhausgasneutralität sind 2045 zusätzlich 315 TWh Syngasimporte notwendig. Wasserstoffimporte spielen mit weniger als 50 TWh eine kleine Rolle. Die notwendige Unterstützung der Transformation durch hohe Importmengen im Szenario *Beharrung* macht deutlich, wie sehr das Festhalten an Verbrennungsmotoren und Gaskesseln den Pfad zur Treibhausgasneutralität einschränkt.

Neben den heutigen Importen fossiler Energieträger sind die Importe synthetischer Energieträger im Jahr 2045 dennoch in allen Szenarien deutlich kleiner: Im Vergleich zu

ca. 2200 TWh Importen fossiler Energieträger im Jahr 2019<sup>1</sup> machen die Importe synthetischer CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger 2045 nur 13% (*Suffizienz*) bis maximal 44% (*Beharrung*) davon aus. Damit ist das deutsche Energiesystem durch die gezeigte Transformation zu Treibhausgasneutralität deutlich weniger von ausländischen Energieimporten abhängig.

-----  
Energiebereitstellung und -  
verwendung  
-----

---

<sup>1</sup> Um die Bilanzgrenzen der BMWi Energiedaten [5] mit denen von REMod abzugleichen, werden die Importe aus der Einfuhr abzüglich Ausfuhr und nichtenergetischem Verbrauch berechnet.

- Im Szenario *Inakzeptanz* wird aufgrund von weniger Windenergiezubau und größerem Photovoltaikzubau ein mit mindestens 333 GWh<sub>el</sub> deutlich größerer Zubau an stationären Batterien und Elektrolyse benötigt als in den anderen Szenarien
- Batterien werden vorwiegend im Sommer- und synthetische Energieträger im Winterhalbjahr zur Strombereitstellung verwendet
- Elektrolyse, stationäre Batterien, elektrische Heizelemente und die Kombinationstechnologie Wärmepumpe-GuD-Fernwärme sind die wichtigsten Ausgleichstechnologien

Neben der Energiebereitstellung und Energieverbräuchen werden Wandler, Speicher und Flexibilitäten im System gebraucht, um einen Energieaustausch zwischen den Sektoren zu ermöglichen und Lastspitzen auszugleichen. Die Wandlung von Strom in eine andere Energieform begünstigt die langfristigen Speichermöglichkeiten und bietet damit Potenzial für mehr Flexibilität.

## 4.1

### Energiespeicher

Energiespeicher, die im Modell durch stationäre und mobile Batterien sowie Pumpspeicherkraftwerke abgebildet sind, dienen der Flexibilitätsbereitstellung. In Abbildung 14 ist die installierte Speicherkapazität in den vier Szenarien abgebildet. Hierbei variiert insbesondere der Zubau stationärer Batterien, die installierte Kapazität und Leistung der Pumpspeicherkraftwerke hingegen ist exogen festgelegt und der Zubau mobiler Batterien ist von den Entwicklungen im Verkehrssektor abhängig. Bei den mobilen Batterien wird ein Anteil von 10% angegeben, bei dem (bei verkehrsseitiger Verfügbarkeit) netzdienliches Be- und Entladen (vehicle-to-grid) angenommen wurde (Sterchele2019). Für sowohl stationäre und mobile Batterien ist ein c-Faktor von 1 angesetzt, sodass 1 GWh Speicherkapazität einer Ein- und Ausspeicherleistung von 1 GW entsprechen.

Während die Szenarien *Referenz* mit 515 GWh<sub>el</sub> und *Beharrung* mit 451 GWh<sub>el</sub> ähnliche Ausbausahlen vorweisen, wird im Szenario *Inakzeptanz* mit 888 GWh<sub>el</sub> eine deutlich größere Speicherkapazität zugebaut. Da der verminderte Windenergieausbau durch mehr Photovoltaikzubau kompensiert wird, benötigt das Energiesystem mehr Flexibilität, um diese Erzeugungsmengen zu verwenden. Der geringere Speicherausbau im Szenario *Suffizienz* mit 378 GWh<sub>el</sub> ist ebenso auf den geringeren Photovoltaikausbau zurückzuführen.

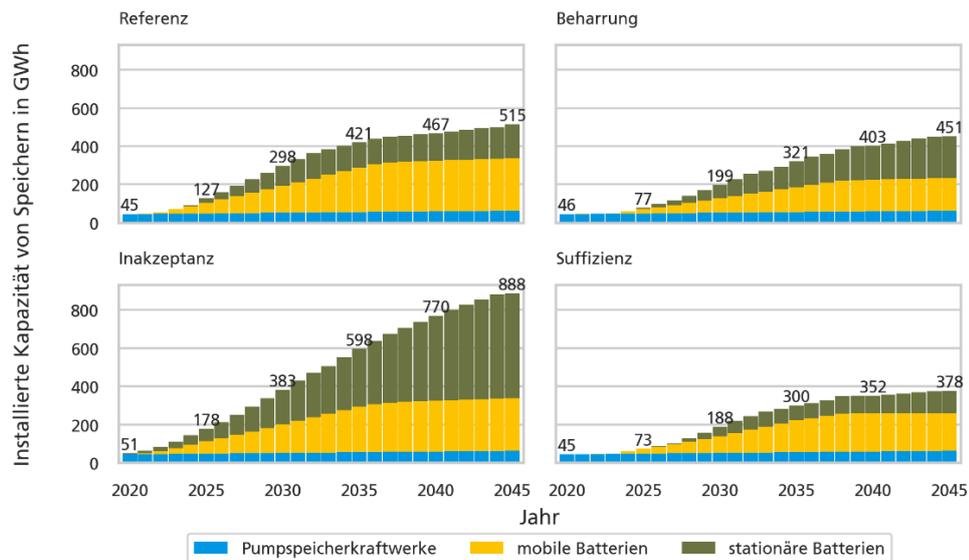
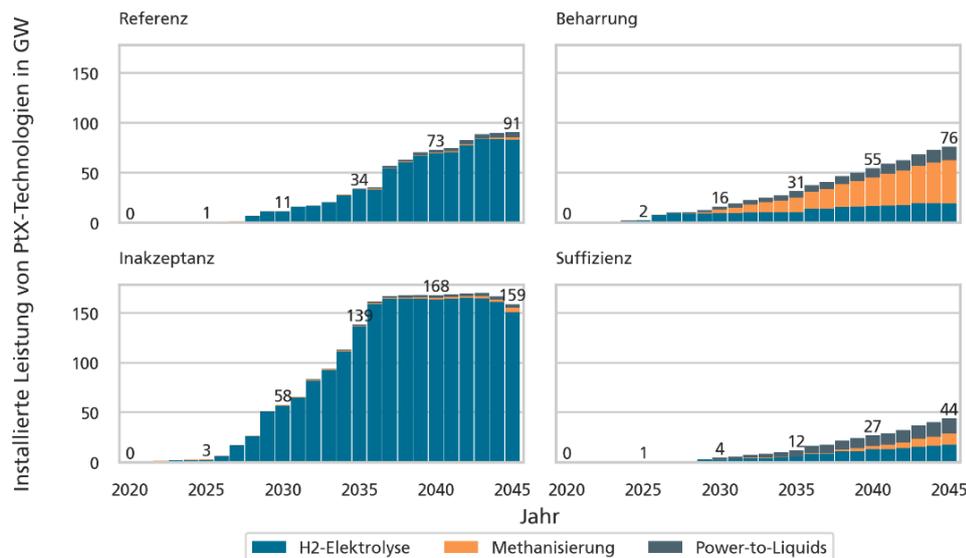


Abbildung 14: Installierte Kapazität von elektrischen Speichern in den vier Szenarien.

## 4.2 Energiewandler

Eine ähnliche Dynamik wie bei den Energiespeichern ist auch bei den Energiewandlern erkennbar: Im Szenario *Inakzeptanz* muss das suboptimale Verhältnis von Windenergie zu Photovoltaik auch über Energiewandler, hier insbesondere die H<sub>2</sub>-Elektrolyse, ausgeglichen werden (siehe Abbildung). Es zeigt sich insbesondere, dass die Leistung von Elektrolyseuren mit bis zu 170 GW<sub>el</sub> im Vergleich zu 90 GW<sub>el</sub> im Szenario *Referenz* sehr groß dimensioniert werden muss, um die aufgrund der großen Photovoltaik-Einspeisespitzen anfallenden Leistungsspitzen abzufangen. Die insgesamt erzeugte Energiemenge hingegen ist aufgrund der kontinuierlicheren Stromerzeugung aus Windenergieanlagen im *Referenz*-Szenario um etwa 50 TWh<sub>el</sub> größer (Vgl. Abschnitt 3.3). Im Szenario *Beharrung* wird mit etwa 40 GW<sub>el</sub> ein größerer Anteil Methanisierungs- und etwas mehr Power-to-Liquid-Anlagen gebaut. Dies ist auf die größere Anzahl an Gaskesseln im Gebäudebereich und die größere Anzahl Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zurückzuführen, welche als exogene Randbedingung gesetzt wurde, um die Beharrung auf herkömmlichen Technologien abzubilden. Über diesen (sehr teuren) Weg können diese Technologien CO<sub>2</sub>-neutral betrieben werden. Im Szenario *Suffizienz* werden auch hier deutlich kleinere Ausbausahlen durch den insgesamt niedrigeren Energiebedarf erreicht.



Wandler, Speicher und Flexibilitäten

Abbildung 15: Installierte Leistungen der H<sub>2</sub>-Elektrolyse, Methanisierung und Power-to-Liquids in den vier Szenarien.

### 4.3 Flexibilitätsbeiträge

In diesem Abschnitt werden die Flexibilitätsbeiträge der Technologien dargestellt. Als Flexibilitätsbeiträge werden die Energiemengen bezeichnet, die Technologien entweder bei Strommangel (Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist geringer als Stromlast) abgeben oder bei Stromüberschuss (Stromerzeugung aus Erneuerbaren übersteigt Stromlast) aufnehmen. Hierbei handelt es sich um die in Tabelle 2 aufgeführten Speicher, Energiewandler und Kraftwerke. Eine Besonderheit im Vergleich zu den anderen flexibel einsetzbaren Technologien bilden die Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im kombinierten Betrieb in Wärmenetzen. Bei Stromüberschuss werden die Wärmepumpen und bei Strommangel die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrieben, um sowohl den Wärmebedarf zu decken als auch einen Flexibilitätsbeitrag zu leisten.

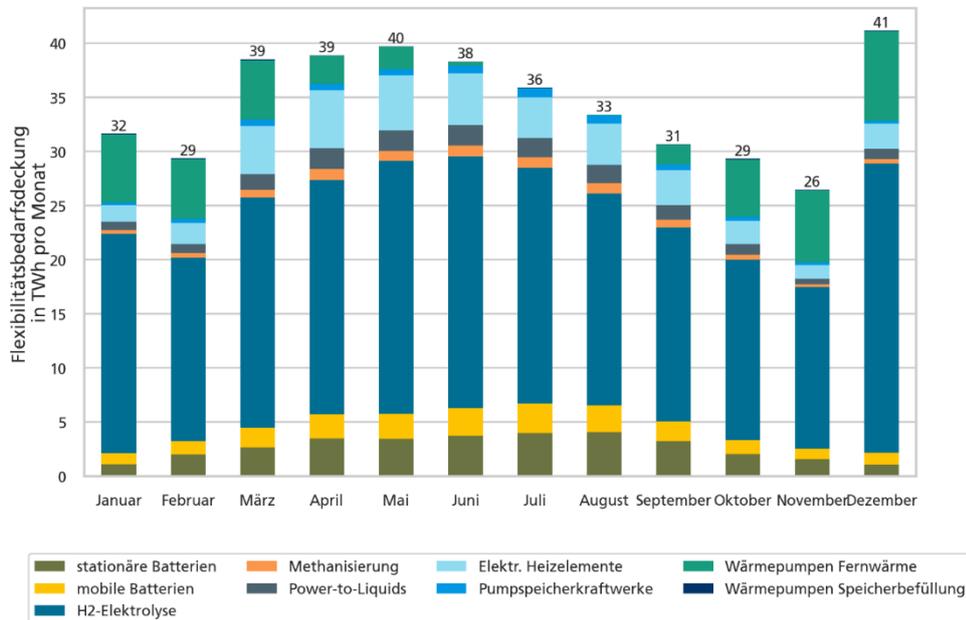
Tabelle 2: Übersicht von Flexibilitätsoptionen.

Verwendung:	Strom	Brennstoffe	Wärme
Technologie:	Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Batterien (stationär und in Fahrzeugen), Pumpspeicherkraftwerke	Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Fuel	Wärmepumpen, elektrische Heizelemente, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

In Abbildung 16 und Abbildung 17 sind die monatlichen Flexibilitätsbeiträge im Szenario *Referenz* bei Stromüberschuss und Strommangel dargestellt. Um eine saisonale, von jährlichen Schwankungen möglichst unabhängige Darstellung zu erhalten, wurden diese Werte über die Jahre 2041 bis 2045 gemittelt. Mit einer jährlichen Stromaufnahme von 244 TWh<sub>el</sub> übernehmen die Elektrolyseanlagen 53% der Stromüberschüsse.

Weiterhin deutlich vertreten ist die Wärmepumpe im kombinierten Betrieb mit einer jährlichen Stromaufnahme von 45 TWh<sub>el</sub>, gefolgt von den elektrischen Heizelementen und stationären Batterien. Saisonale Schwankungen sind insbesondere bei den Speichertechnologien und der Wärmepumpe im kombinierten Betrieb erkennbar.

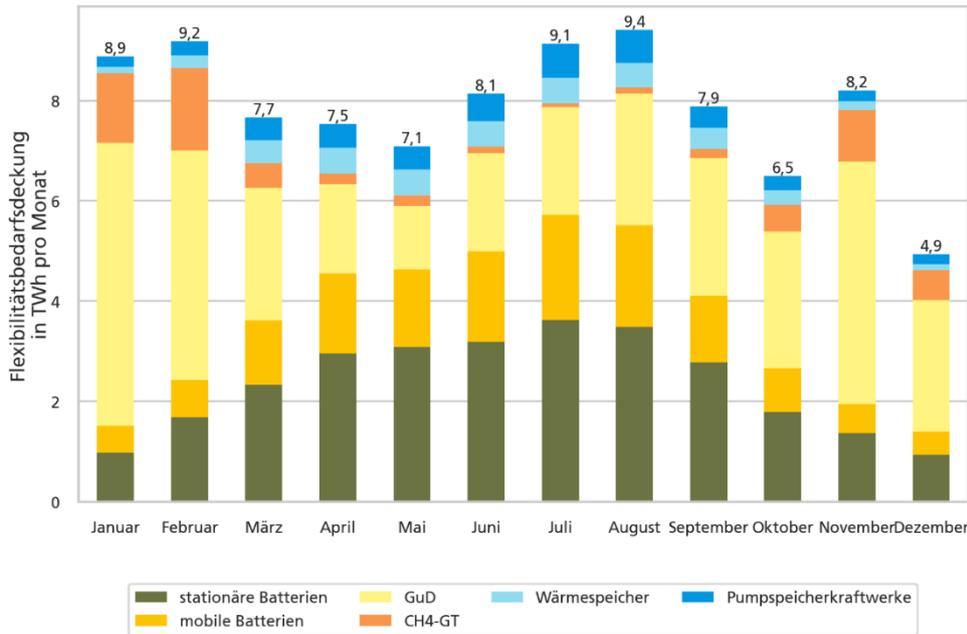
Wandler, Speicher und  
Flexibilitäten



**Abbildung 16: Stromaufnahme der flexiblen Technologien bei Stromüberschuss im Szenario Referenz. (Werte gemittelt über 2041-2045)**

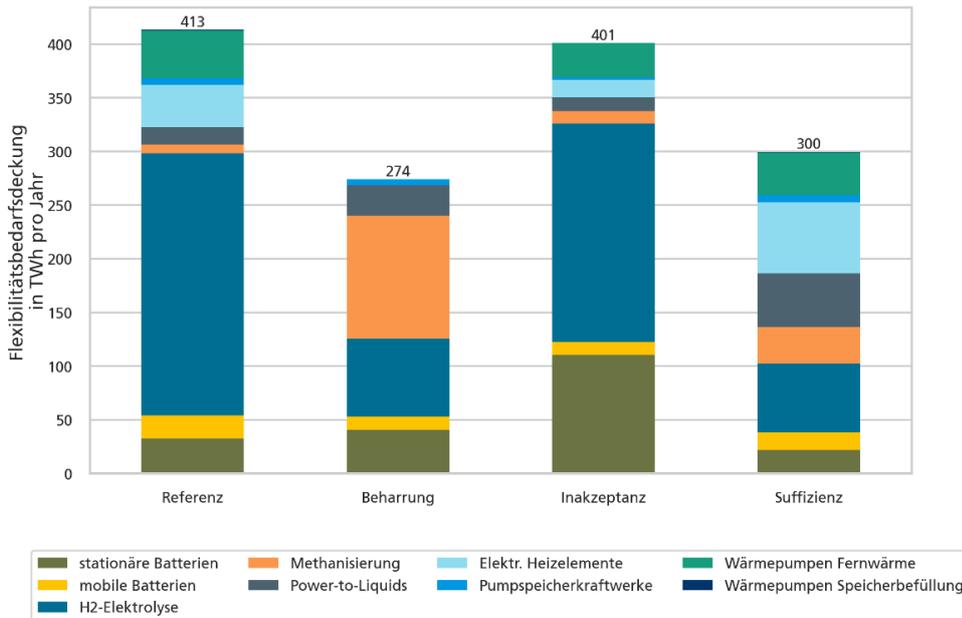
Im Vergleich von Abbildung 16 und Abbildung 17 wird deutlich, dass die flexible Stromaufnahme deutlich größer ist als die flexible Stromabgabe. Außerdem werden für diese beiden Vorgänge unterschiedliche Technologien verwendet. Stationäre und mobile Batterien und Pumpspeicherkraftwerke speisen den gespeicherten Strom (abzüglich von Wirkungsgradverlusten) bei Strommangel wieder zurück ins Netz. Im Gebäudesektor wird durch die Befüllung von Wärmespeichern (durch elektrische Heizelemente und Wärmepumpen) eine Lastverschiebung erreicht. Diese Wärme kann bei Strommangel genutzt werden, indem insbesondere Wärmepumpen nicht betrieben werden müssen. Bei den synthetischen Energieträgern ist auffällig, dass Wasserstoff zwar durch H<sub>2</sub>-Elektrolyse hergestellt, jedoch nicht zur Rückverstromung verwendet wird (sondern im Verkehr und der industriellen Prozesswärme, siehe Kapitel 2). Methan wird zum saisonalen Ausgleich insbesondere im Winter zur Flexibilitätsbedarfsdeckung in den Gas- und Dampfkraftwerken und der Gasturbine (CH<sub>4</sub>-GT) im Szenario *Referenz* zu insgesamt 42,1 TWh<sub>el</sub> verstromt (siehe Abbildung 17). Methanisierung wird hingegen, mit einer jährlichen, flexiblen Stromaufnahme von 8,2 TWh<sub>el</sub> im Szenario *Referenz*, weniger betrieben<sup>1</sup>. Das weitere benötigte Methan wird aus Biomasse gewonnen oder CO<sub>2</sub>-neutral importiert.

<sup>1</sup> Der Umfang des flexiblen Betriebs ist stark szenarioabhängig, siehe Abbildung 18.



**Abbildung 17: Stromabgabe der flexiblen Technologien bei Strommangel im Szenario Referenz. (Werte gemittelt über 2041-2045)**

Vergleicht man die Flexibilitätsbeiträge der Szenarien untereinander (siehe Abbildung 18 und Abbildung 19), sind die Unterschiede installierter Leistungen deutlich erkennbar. Dazu gehören die stark ausgebaute H<sub>2</sub>-Elektrolyse in den Szenarien *Referenz* und *Inakzeptanz*, der deutlich höhere Flexibilitätsbeitrag der stationären Batterien im Szenario *Inakzeptanz* und die größeren Anteile Power-to-Gas und Power-to-Fuel in den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* sind auch zu erkennen. Bemerkenswert ist, dass die H<sub>2</sub>-Elektrolyseanlagen im Szenario *Referenz* mehr Stromüberschüsse aufnehmen als im Szenario *Inakzeptanz*, obwohl die installierte Leistung nur etwa die Hälfte beträgt (siehe Abbildung 15). Dies ist auf das im Szenario *Inakzeptanz* PV-lastigere Verhältnis von Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen, sodass die Elektrolyseanlagen in deutlich weniger Stunden betrieben werden. Aufgrund einer geringeren Elektrifizierung des Energiesystems (siehe Kapitel 2) fällt der Flexibilitätsbedarf im Szenario *Beharrung* (trotz größerer Energiebedarfe) geringer aus als im Szenario *Suffizienz*.



**Abbildung 18: Stromaufnahme der flexiblen Technologien in den vier Szenarien. (Jahreswerte gemittelt über 2041-2045)**

Obiger Vergleich von installierter Leistung und Stromaufnahme kann auch auf Basis von Vollzyklen und Volllaststunden durchgeführt werden, siehe Tabelle 3. Hierdurch kann die Auslastung einer Technologie dargestellt werden. Zur Berechnung der Vollzyklen wird die jeweilige Batteriekapazität der gesamten Stromaufnahme eines Jahres gegenübergestellt, während im Beispiel der Elektrolyse zur Berechnung der Volllaststunden die installierte Leistung verwendet wird. Die deutlich höheren Volllaststunden der H<sub>2</sub>-Elektrolyse sind demnach nicht direkt vergleichbar mit den Vollzyklen der Batterien.

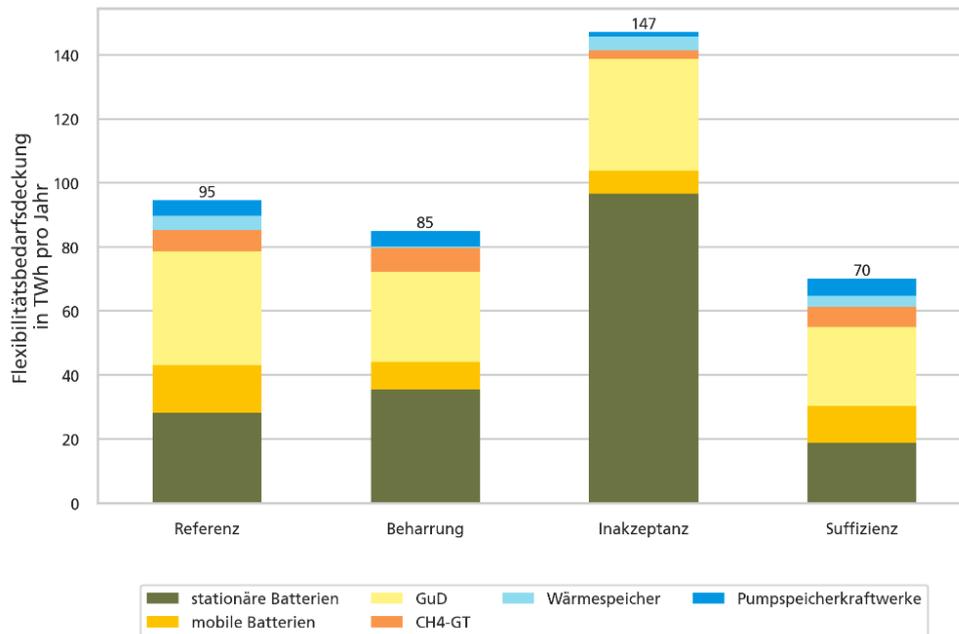
Die Vollzyklen der stationären Batterien liegen in allen Szenarien um 200 pro Jahr. Insgesamt liegen die Vollzyklen der mobilen Batterien mit 44 bis 84 deutlich darunter, was auf die priorisierte Verwendung stationärer Batterien und die verkehrsseitig begrenzte Verfügbarkeit mobiler Batterien zurückzuführen ist. Im Szenario *Inakzeptanz* ist eine deutlich niedrigere Auslastung im Vergleich zu den anderen Szenarien, sowohl bei den mobilen Batterien als auch der H-Elektrolyse erkennbar. Höhere Volllaststunden der H<sub>2</sub>Elektrolyse werden in den Szenarien *Beharrung* und *Suffizienz* erreicht, in denen geringere Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien installiert und somit eine gleichmäßigere Strombereitstellung vorhanden ist.

**Tabelle 3: Vollzyklen und Volllaststunden der stationären Batterien, mobilen Batterien und H<sub>2</sub>-Elektrolyse. (Jahreswerte gemittelt über 2041-2045)**

		Referenz	Beharrung	Inakzeptanz	Suffizienz
stationäre Batterien	Vollzyklen	200,5	196,0	213,3	201,6
mobile Batterien	Vollzyklen	79,6	72,1	44,0	83,5
H <sub>2</sub> -Elektrolyse	Volllaststunden	3065,3	3917,8	1264,7	4100,8

Auch in der Strombereitstellung im Falle von Strommangel in Abbildung 19 ist der größere Beitrag der stationären Batterien im Szenario *Inakzeptanz* mit 110 TWh<sub>el</sub> (zu 32 TWh<sub>el</sub> im Szenario *Referenz*) erkennbar. Da für das Szenario *Beharrung*

angenommen wurde, dass eine niedrige Bereitschaft in der Gesellschaft vorhanden sein wird, die eigenen Technologien flexibel zu betreiben, fallen die Flexibilitätsbeiträge von elektrischen Heizelementen und anderen Wärmetechnologien in diesem Szenario weg. Weiterhin ist die Verteilung der Energiemengen insbesondere bei der Stromaufnahme unterschiedlich, da im Szenario *Suffizienz* Wärmetechnologien (allen voran elektrische Heizelemente, gefolgt von der Wärmepumpe Fernwärme) wesentliche Beiträge leisten, während im Szenario *Beharrung* die Methanisierung stärker vertreten ist.



**Abbildung 19: Strombereitstellung der flexiblen Technologien in den vier Szenarien. (Jahreswerte gemittelt über 2041-2045)**

Die Flexibilitäten im System gleichen somit Strombereitstellung und Strombedarfe sowohl auf täglicher als auch auf saisonaler Ebene aus. Bei Verwendung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ist die Verwendung von Flexibilitätsoptionen notwendig, um Lastspitzen auszugleichen und die Energiemengen zeitlich versetzt verwenden zu können. Bei der vorhergehenden Analyse fällt insbesondere das Szenario *Inakzeptanz* durch die deutlich größeren installierten Leistungen der flexiblen Technologien auf, welche das (durch den exogen stark begrenzten Ausbau der Windenergie) verschobene Verhältnis von Photovoltaik zu Windenergie ausgleichen. Dies führt zu größeren Flexibilitätsbeiträgen, jedoch auch zu auffällig niedrigen Auslastungen von insbesondere mobilen Batterien und H<sub>2</sub>-Elektrolyse. Diese geringe Auslastung einzelner Technologien macht das Szenario *Inakzeptanz* insgesamt unwirtschaftlicher als die anderen Szenarien.

Die Elektrolyse und die stationären Batterien, elektrische Heizelemente und die Fernwärmetechnologien Wärmepumpen und GuD-Kraftwerke, welche kombiniert betrieben werden können, sind hierbei die wichtigsten Ausgleichstechnologien. Dies ist jedoch szenarioabhängig, und so können auch andere Technologien (zum Beispiel Power-to-Gas im Szenario *Beharrung*) bei entsprechenden Randbedingungen von zentraler Bedeutung sein.

## 5 Kosten und Emissionen

### 5.1 Entwicklung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Sektoren

- In allen Szenarien werden die im Klimaschutzgesetz vorgegebenen Reduktionsziele von -65% 2030, -88% 2040 und Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 erreicht.
- Wie schnell die CO<sub>2</sub>-Emissionen einzelner Sektoren im Vergleich zu den übrigen reduziert werden, ist stark vom Szenario abhängig.
- Allein der Sektor Energiewirtschaft kann über alle Szenarien hinweg durch Umstellen von fossil betriebenen Kraftwerken auf Wind und Photovoltaik deutlich schneller als die anderen Sektoren dekarbonisiert werden.

Das Klimaschutzgesetz (KSG) legt eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2030 um mindestens 65% fest, bis 2040 um mindestens 88% und bis zum Jahr 2045 eine Netto-Treibhausgasneutralität [8]. Die Gesamtemissionen können mit dem Quellprinzip auf die im KSG genannten Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr, sowie die nicht in REMod abgebildeten Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges aufgeteilt werden. Nach dem Quellprinzip werden Emissionen dort angerechnet, wo sie entstehen. Damit enthält die Energiewirtschaft die Emissionen der Stromerzeugung durch Kohle- und Gaskraftwerke, auch wenn der Strom in einem der anderen Sektoren verbraucht wird. Emissionen des Gebäudesektors entstehen vor allem in fossil betriebenen Heizsystemen, die des Verkehrssektors in fossil betriebenen Verbrennungsmotoren und die des Industriesektors bei der Bereitstellung von Prozesswärme, dem Heizen von Industriegebäuden und bei Industrieprozessen.

Für die in REMod abgebildeten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden die Zielvorgaben sowohl für die im KSG abgedeckten Sektoren als auch für die nicht im KSG abgedeckten Emissionen aus internationaler Luft- und Schifffahrt übernommen. Im Jahr 1990 betragen die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus KSG-relevanten Sektoren 990 Mt CO<sub>2</sub> und aus der internationalen Luft- und Schifffahrt 18 Mt CO<sub>2</sub> [9].

In Abbildung 20 sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Szenarien dargestellt. Die Emissionsobergrenzen des KSG werden in den Szenarien eingehalten: 2030 65% Reduktion, also maximal 347 (KSG) + 6 (nicht- KSG) Mt CO<sub>2</sub>, 2040 88% Reduktion, also maximal 119 + 2 Mt CO<sub>2</sub>, und 2045 Treibhausgasneutralität.

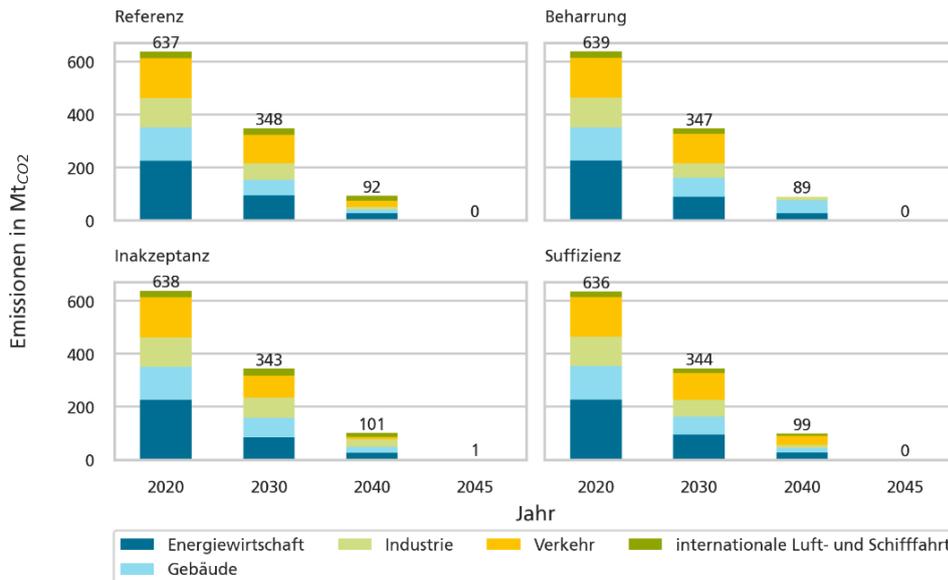


Abbildung 20: Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen 2020 bis 2045 in Mt CO<sub>2</sub>.

Die Emissionsobergrenze wurde in REMod als Kombination aus einem CO<sub>2</sub>-Budget und jahresscharfen Zielwerten für 2030, 2040 und 2045 umgesetzt (siehe Abschnitt 1.1). Deswegen ist die Geschwindigkeit der Reduktion ein szenarienabhängiges Ergebnis der Optimierung in den gesetzten Grenzen aus Budget und Jahreswerten. Die Szenarien *Inakzeptanz* und *Suffizienz* reduzieren ihre Emissionen zunächst schneller und liegen im Jahr 2030 mit ca. 344 Mt CO<sub>2</sub> unter den ca. 348 Mt CO<sub>2</sub> der Szenarien *Referenz* und *Beharrung*. Im Gegenzug verläuft die spätere Dekarbonisierung bei *Inakzeptanz* und *Suffizienz* langsamer und sie liegen 2040 mit ca. 100 Mt CO<sub>2</sub> über den ca. 90 Mt CO<sub>2</sub> der Szenarien *Referenz* und *Beharrung*. Im Jahr 2040 unterschreiten alle Szenarien das im KSG festgesetzte Ziel von -88% oder 119 Mt CO<sub>2</sub> deutlich. Grund hierfür ist, dass in REMod nur energiebedingte Emissionen abgebildet werden, und nicht CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie prozessbedingte Emissionen nicht in dem angenommenen Budget von 7,8 MtCO<sub>2</sub> enthalten sind. Das Unterschreiten der energiebedingten Emissionen des Zielwertes von -88% im Jahr 2040 deutet somit darauf hin, dass diese schneller gesenkt werden müssen als die nicht-energiebedingten, um eine langsamere Reduktion hier auszugleichen.

Im Jahr 2030 ist der Verkehrssektor der emissionsstärkste Sektor, nur bei *Inakzeptanz* verursacht die Energiewirtschaft genauso viele Emissionen. Der Sektor Energiewirtschaft, der heute der emissionsstärkste Sektor ist, kann durch Umstellung von Kohle- und Gaskraftwerken auf Windturbinen und Photovoltaik vergleichsweise kostengünstig und schnell dekarbonisiert werden. Der Verkehrssektor dagegen ist auf synthetische Kraftstoffe angewiesen, die erst nach 2030 in größeren Mengen zur Verfügung stehen.

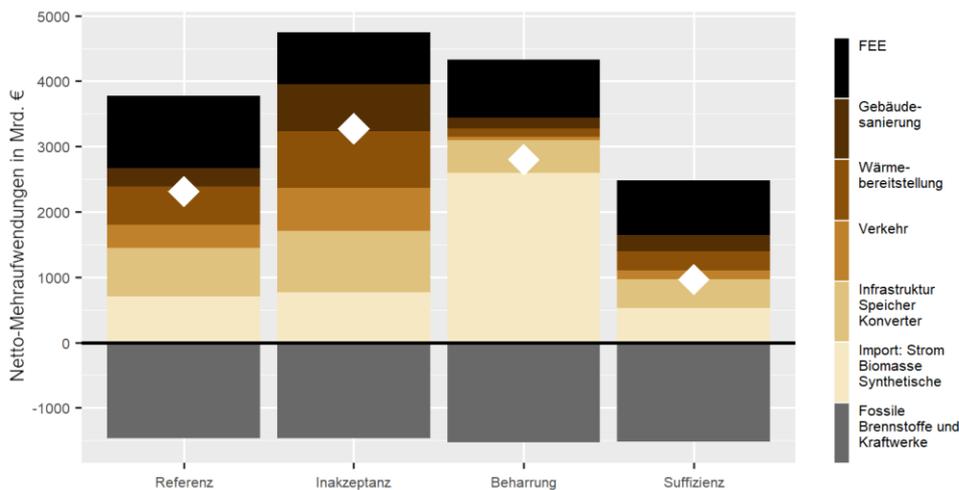
Im Jahr 2040 fällt der große Anteil der Gebäudeemissionen im Szenario *Beharrung* auf, der dort mit knapp 50 Mt CO<sub>2</sub> mehr als die Hälfte der Emissionen ausmacht. Das ist vor allem durch das Festhalten an Gaskesseln zu erklären, die erst später mit vollständig CO<sub>2</sub>-neutralem Methan betrieben werden. Im Szenario *Inakzeptanz* erklärt der Verbleib industrieller Gaskessel (siehe Abschnitt 2.3) die hohen Industrieemissionen im Jahr 2040, die mit etwa 30 Mt CO<sub>2</sub> knapp 30% ausmachen. Im Szenario *Suffizienz* verbleibt der Verkehrssektor 2040 mit 34 Mt CO<sub>2</sub> und 35% der emissionsstärkste Sektor. Die insgesamt sinkende Energienachfrage und die schon dadurch sinkenden Emissionen ermöglichen einen späten Umstieg auf die teuren synthetischen Energieträger im

Verkehr. Im Szenario *Referenz* sind die Emissionen im Jahr 2040 gleichmäßig über die Sektoren verteilt.

## 5.2 Kostenvergleich der Szenarien

- Durch einen Umbau des Energiesystems basierend auf einer treibhausgasneutralen Energieversorgung, entstehen im Vergleich zu einer Entwicklung, in der das System nicht weiter umgestellt wird, Netto-Mehraufwendungen von 1000 Mrd.€ (*Suffizienz*) bis 3300 Mrd.€ (*Inakzeptanz*)
- Einschränkungen durch beispielsweise einen erschwerten Windenergieausbau oder den Weiterbetrieb konventioneller Technologien erhöhen die Mehrkosten gegenüber einem kostenoptimalen System deutlich – Verbrauchsreduktionen können diese reduzieren.
- Durch den Umbau des Energiesystems zu einem treibhausgasneutralen System können Umweltkosten in Höhe von etwa 2000 Mrd. € vermieden werden, was die Netto-Mehraufwendungen je nach Szenario auf 340 Mrd.€ (*Referenz*) bis 1300 Mrd.€ (*Inakzeptanz*) reduziert, und im Fall von Verbrauchsreduktion (*Suffizienz*) Kosten bis zu 1000 Mrd.€ einspart.

Wie in „Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem 2050“ [1] beschrieben, werden in dem verwendeten Modell Investitions- und Betriebsaufwendungen sowie Kosten für die verwendeten Energieträger und die notwendigen Infrastrukturen erhoben und als Zielfunktion in der Optimierung minimiert. Diese Kosten sind Abbildung 21 als Netto-Mehraufwendungen (oder auch Differenzkosten) zu einer Entwicklung, in der vom aktuellen Stand ausgehend keine weitere Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stattfindet, nach einzelnen Kostenträgern abgebildet.



**Abbildung 21: Netto-Mehraufwendungen der vier Szenarien in Mrd.€, berechnet aus gesamten Aufwendungen und Kosten abzüglich der Kosten, die sich in einer Entwicklung ergeben würden, in dem keine weiteren Anstrengungen zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen unternommen werden würden.**

Es zeigt sich, dass es in einigen Bereichen, wie beispielsweise dem Ausbau Erneuerbarer Energien, der ohne eine Reduzierung der Emissionen nur in geringem Umfang notwendig ist, in der Gebäudesanierung, bei Wärmetechnologien, Infrastrukturen und dem Import synthetischer Energieträger zu zusätzlichen Investitionen kommt. Bei der Verwendung fossiler Brennstoffe, welche in den Szenarien bis zum Jahr 2045 stetig reduziert werden, können dagegen Kosten gegenüber einer Nicht-Umstellung des Energiesystems eingespart werden. So reduzieren sich die Netto-Mehraufwendungen (weiße Raute) um diese Einsparungen.

Diese Kostendifferenzen variieren deutlich unter den betrachteten Szenarien. So werden beispielsweise in dem *Referenz*-Szenario Netto-Mehraufwendungen von etwa 2500 Mrd.€ notwendig, um das System treibhausgasneutral zu gestalten. Im Szenario *Inakzeptanz* steigen diese Netto-Mehraufwendungen durch die angenommenen Einschränkungen auf etwa 3200 Mrd.€, was an vergleichsweise teuren Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion liegt, wie der Sanierung von Gebäuden mit einem hohen Sanierungsstand oder dem Einsatz von effizienteren Heizungstechnologien. Im Szenario *Beharrung* steigen die Netto-Mehraufwendungen ebenfalls auf etwa 2900 Mrd.€. Hier zeigt sich, dass im Vergleich zum Szenario *Referenz* die Kosten für die Umstellung von Wärmetechnologien, des Verkehrs oder Infrastrukturen deutlich geringer ausfallen, was jedoch durch einen massiven Anstieg des Imports von synthetischen Energieträgern wiederum zu höheren Kosten als im Szenario *Referenz* führt.

Durch die beschriebenen Effekte im Szenario *Inakzeptanz* und *Beharrung* ist das *Inakzeptanz*-Szenario im Vergleich zur vorhergehende Studie [1] das teuerste Szenario; das Szenario *Beharrung* ist leicht günstiger geworden, da die angenommen Preise für den Import synthetischer Energieträger reduziert wurden [1].

### 5.3 Kosten im Verhältnis zu Umweltkosten

Bei den oben beschriebenen Netto-Mehraufwendungen sind lediglich Technologie- und Energiekosten einbezogen, die für die Volkswirtschaft anfallen. Nicht einbezogen sind Kosten, die durch eine weitere Erwärmung der Erdatmosphäre als Folge eines weiter hoch bleibenden THG-Ausstoßes folgen. Für eine Abschätzung der Umweltkosten wurden in die Berechnung die vom Umweltbundesamt berechnete Umweltkosten je Tonne CO<sub>2äq</sub> mit einbezogen, welche beispielsweise durch eine Zunahme von Extremwetterereignissen entstehen. Diese spezifischen Kosten sind in Tabelle 4 dargestellt [10]. Die Berechnung entstehender Umweltkosten ist ein erster Ansatz zur Bezifferung der Schäden durch den Klimawandel, stellt jedoch keine komplette Auflistung dar. Hiermit können demnach weitere Folgen, die mit dem Klimawandel einhergehen, wie der Verlust von Menschenleben, Lebensqualität oder die Zerstörung der Umwelt, nicht beziffert werden. Hier ist das Ziel, die Folgen des Klimawandels auf finanzieller Ebene durch eine Kostengegenüberstellung zu berücksichtigen.

**Tabelle 4: Empfehlungen des Umweltbundesamtes zur Internalisierung von gesellschaftlichen Kosten, welche durch den Ausstoß von Kohlendioxid in die Atmosphäre durch Folgeschäden wie beispielsweise eine Zunahme von Extremwetterereignissen entstehen.**

-----  
 Kosten und Emissionen  
 -----

Jahr	2020	2021	2030	2050
Umweltkosten in € <sub>2021</sub> pro t <sub>CO2</sub> <sup>1</sup>	199	201	219	255

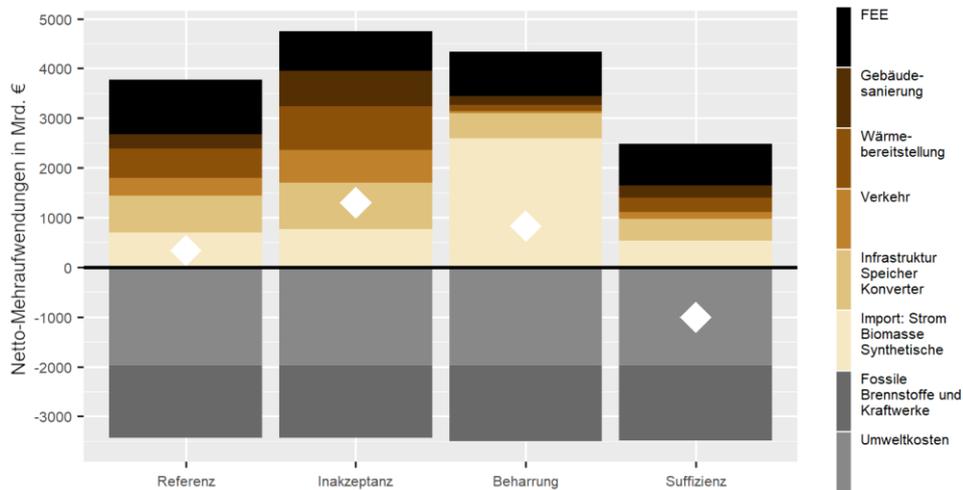
In Abbildung 22 sind die Netto-Mehraufwendungen der vier Szenarien im Vergleich zu einer Entwicklung ohne CO<sub>2</sub>-Reduktion, abzüglich der nach UBA abgeschätzten Umweltkosten dargestellt. Diese ergeben sich aus der Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Szenarien ( $t_{CO_2, Szenario}$ ) mit den Emissionen, die ohne Reduktion bis zum Jahr 2045 ausgestoßen werden würden ( $t_{CO_2, ohne Reduktion}$ ), multipliziert mit den in Tabelle 4 dargestellten spezifischen Umweltkosten je Tonne CO<sub>2äq</sub> ( $K_{Umwelt, spez.}$ ):

$$Umweltkosten = (t_{CO_2, Szenario} - t_{CO_2, ohne Reduktion}) \cdot K_{Umwelt, spez.}$$

Das CO<sub>2</sub>-Budget ist hierbei in allen Szenarien als Randbedingung gleich. Damit ist auch die in Abbildung 22 dargestellte Differenz der Umweltkosten zu einer Entwicklung ohne Reduzierung der Emissionen in allen Szenarien gleich. Das Resultat: durch eine Reduzierung der Emissionen in den einzelnen Szenarien können im Vergleich zu einer Entwicklung ohne Reduzierung der Emissionen Kosten eingespart werden. Bezieht man Umweltkosten mit in die Berechnung der Netto-Mehraufwendungen ein, reduzieren sich die Mehraufwendungen in allen Szenarien für den Zeitraum bis zum Jahr 2045 von ursprünglich etwa 1000 Mrd.€ (*Suffizienz*) bis 3300 Mrd.€ (*Inakzeptanz*) auf 340 Mrd.€ (*Referenz*) bis 1300 Mrd.€ (*Inakzeptanz*). Vergleicht man diese Netto-Mehraufwendungen für den Umbau des Energiesystems mit dem BIP von Deutschland aus dem Jahr 2020 von etwa 3,806 Billionen €, machen die gesamten Mehrkosten unter Einbeziehung der Umweltkosten je nach Szenario jährlich etwa 0,3-1,4% aus.

Durch eine Umstellung des Energiesystems in Kombination mit einer Verbrauchsreduktion (*Suffizienz*) reduzieren sich die Netto-Mehraufwendungen so weit, dass keine Mehraufwendungen entstehen, sondern Kosten von etwa -1000 Mrd.€ im Vergleich zu einer Entwicklung ohne CO<sub>2</sub>-Reduktion eingespart werden können. Die damit verbundene Umsetzung von Suffizienzmaßnahmen stellt jedoch hohe gesellschaftliche Anforderungen und setzt einen breiten Konsens in der Bevölkerung voraus.

<sup>1</sup> Hierbei wird nach UBA eine 1% reine Zeitpräferenzrate verwendet, welche für das Erstellen von Politikszenerarien empfohlen wird.



Kosten und Emissionen

**Abbildung 22: Netto-Mehraufwendungen der Szenarien abzüglich von abgeschätzten Umweltkosten, aufbauend auf Umweltbundesamt. Die weiße Raute markiert die Netto-Mehraufwendungen, welche sich aus der Differenz von zusätzlichen und eingesparten Kosten ergeben.**

Insgesamt verdeutlicht dieser Vergleich, dass eine Umstellung des Energiesystems hin zu einem auf Erneuerbaren Energien basierendem System auf der einen Seite mit erheblichen Investitionen und Anstrengungen verbunden ist, auf der anderen Seite jedoch erhebliche Kosten durch die Vermeidung von Umweltschäden eingespart werden können und die getätigten Investitionen damit zu großen Teilen aufgewogen werden. Je nach gesellschaftlicher Entwicklung werden durch eine Transformation des Energiesystems gar finanzielle Belastungen reduziert, da die vermiedenen Kosten für Umweltschäden oder Kosten für fossile Energieträger eingespart werden.

- [1] Sterchele P, Brandes J, Heilig J, Wrede D, Kost C, Schlegl T et al. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. 1st ed. Deutschland; 2020.
- [2] Fraunhofer ISE. Nationales Energiesystemmodell mit Fokus auf sektorübergreifende Systementwicklung "REMod". [November 12, 2021]; Available from: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/leistungselektronik-netze-und-intelligente-systeme/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/remod.html>.
- [3] Luderer G, Kost C, Dominika. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich: Potsdam Institute for Climate Impact Research; 2021.
- [4] IPCC, Masson-Delmotte V, Zhai P, Pörtner H-O, Roberts D, Skea J et al. Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty; 2018.
- [5] BMWi. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi; Available from: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>. [November 12, 2021].
- [6] Burger B. Energy Charts. [July 17, 2018]; Available from: [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm).
- [7] AG Energiebilanzen e.V. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019; Available from: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&file-Name=bilanz19d.xlsx](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=bilanz19d.xlsx).
- [8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Bundes-Klimaschutzgesetz § 3 Nationale Klimaschutzziele: KSG; 2021.
- [9] Umweltbundesamt (UBA). Trendtabellen Treibhausgase 1990-2019 (Stand: EU-Submission). [October 26, 2021]; Available from: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2020\\_12\\_08\\_em\\_entwicklung\\_in\\_d\\_trendtabelle\\_thg\\_v0.9.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2020_12_08_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_thg_v0.9.xlsx).
- [10] Dr. Björn Bünger, Dr. Astrid Matthey. Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten: Kostensätze. Deutschland; 2020.
- [11] Hank C, Sternberg A, Köppel N, Holst M, Smolinka T, Schaadt A et al. Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity. Sustainable Energy Fuels 2020;4(5):2256–73.
- [12] Hank C. Techno-economic and environmental assessment of Power-to-Liquid processes: Dissertation (submitted); 2020.

7.1  
Flüssige Kraftstoffe und Methan

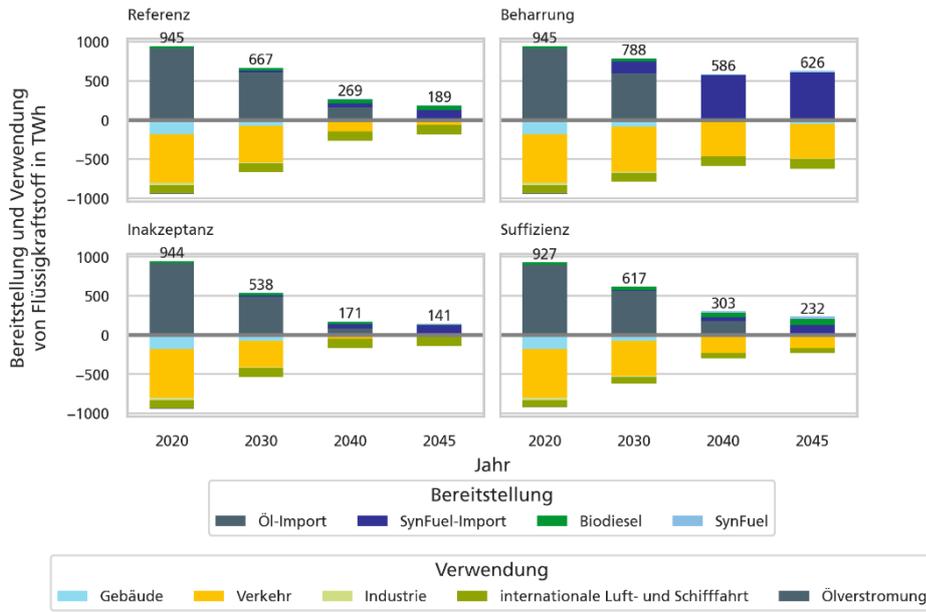


Abbildung 23: Bereitstellung und Verwendung von Flüssigkraftstoffen von 2020 bis 2045 in TWh

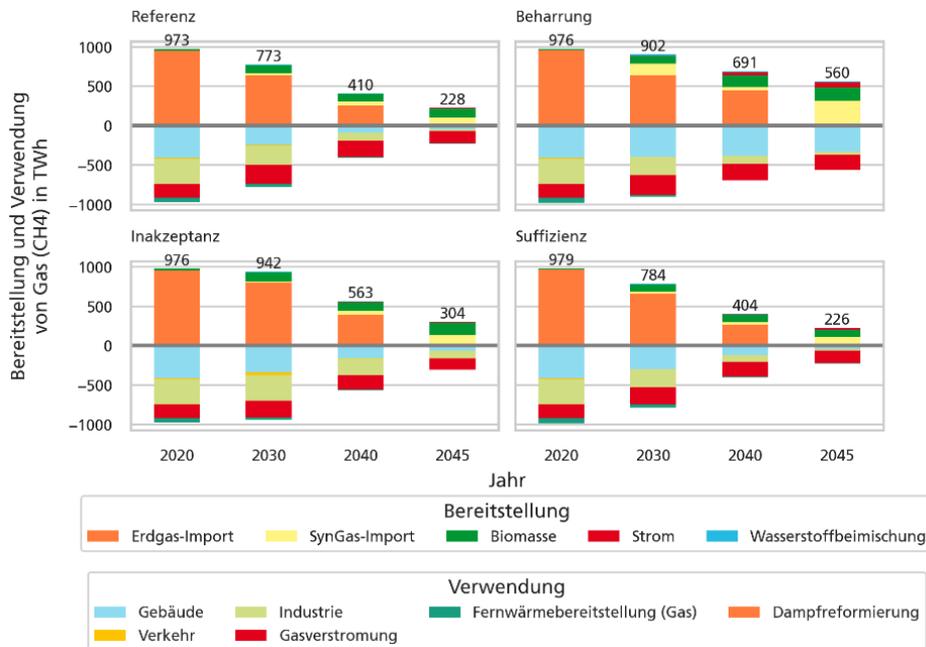
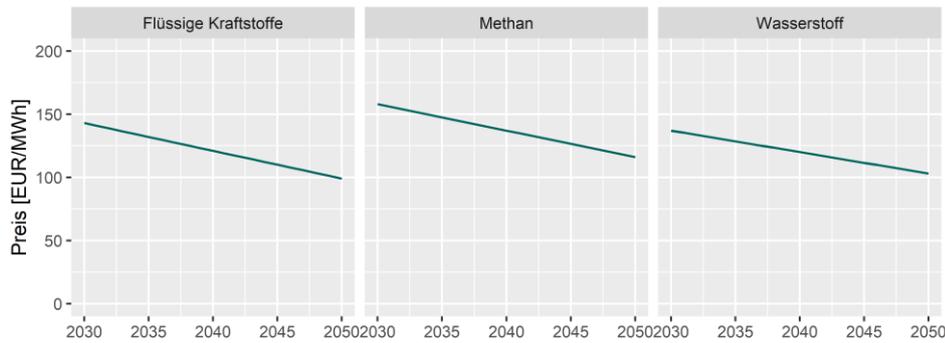


Abbildung 24: Bereitstellung und Verwendung von Gas (CH4) von 2020 bis 2045 in TWh

## 7.2

### Preispfade zum Import synthetischer Energieträger



**Abbildung 25: Angenommene Preispfade für den Import synthetischer Energieträger [11].**

Abbildung 25 zeigt die angenommenen Preispfade für den Import CO<sub>2</sub>-neutraler synthetischer Kraftstoffe. Die Preispfade basieren auf der im Rahmen einer Dissertation entwickelten Methodik zur Betrachtung des Imports von synthetischen Energieträgern und beinhalten alle Kosten, die von der Erzeugung erneuerbaren Stroms, über die Synthese des synthetischen Kraftstoffs bis hin zum Transport nach Deutschland anfallen [11,12].

Ansprechpartner:

Dr. Christoph Kost

[christoph.kost@ise.fraunhofer.de](mailto:christoph.kost@ise.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2

79110 Freiburg

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

Institutsleiter:

Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Prof. Dr. Andreas Bett