

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien

Modul Energieangebot

Impressum

Langfristszenarien 3 – O45-Szenarien – Bericht Energieangebot

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Miriam Frömel, miriam.froemel@isi.fraunhofer.de; Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de,
Dr. Benjamin Lux, benjamin.lux@isi.fraunhofer.de; Dr. Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de,
Wolfgang Männer, wolfgang.maenner@isi.fraunhofer.de, Dr. Christoph Luderer, christoph.luderer@isi.fraunhofer.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen
Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Im Weiher 10, 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Verfasst im Auftrag von

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

September 2024

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Zielsetzung der „Langfristszenarien“	4
1.2	Zielsetzung der Orientierungsszenarien.....	4
2	Entwicklung der Energienachfragen und -preise, CO₂ Preise und sonstige Rahmenparameter	6
2.1	Entwicklung der Endenergienachfragen	6
3	Energieangebot	9
3.1	Energiepolitische und technologische Annahmen	9
3.1.1	Energiepolitische Annahmen	9
3.1.2	Spitzenkappung für die Verteilnetze	10
3.1.3	Flexibilitäten im Verkehr.....	11
3.1.4	Weitere Anpassungen	12
3.2	Ergebnisse	14
3.2.1	Stromsektor	14
3.2.2	Wärmenetze	22
3.2.3	Wasserstoff	27
3.2.4	Speichereinsatz im Vergleich	34
4	Schlussfolgerungen und Implikationen	36
5	Abbildungsverzeichnis	37

1 Einleitung

1.1 Zielsetzung der „Langfristszenarien“

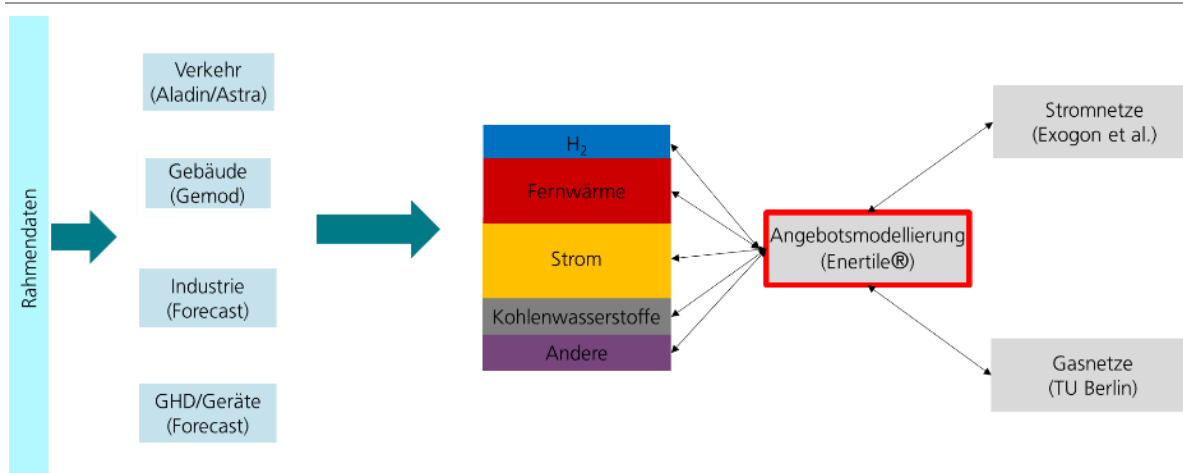
Im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3), das im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchgeführt wird, werden Dekarbonisierungspfade für das deutsche Energiesystem entwickelt. Ziel dieses Projekts ist es, die Transformation hin zu treibhausgasneutralen Energiesystemen für alle beteiligten Akteure umfassend zu begleiten, notwendige politische und technologische Weichenstellungen zu identifizieren, die Zielkonflikte und Trade-offs von Entscheidungsoptionen aufzuzeigen und die Ausgestaltung der resultierenden Zielsysteme zu untersuchen.

Technisch basieren die Analysen auf detaillierten Systemmodellierungen von Nachfrage-, Angebots-, und Infrastruktursektoren, in denen jeweils spezialisierte Modelle zum Einsatz kommen (vgl. Abbildung 1 der Modelle für Industrie, Verkehr, Gebäude, Haushalte/Geräte (Nachfrage), Umwandlung (Angebot) sowie der Strom- und Gasnetze (Infrastruktur)). Die hohen bestehenden, und weiter zunehmenden Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen diesen werden adäquat durch den eng verzahnten Modellverbund und die iterative Vorgehensweise im Projekt erfasst.

Die wissenschaftlichen Untersuchungen basieren auf techno-ökonomischen Analysen des Gesamtsystems, mit dem Ziel, optimale Transformationspfade zu identifizieren. Einzelne Akteure, wie Unternehmen oder Privatpersonen, stehen dabei nicht im Fokus der Analyse.

Obwohl der analytische Schwerpunkt, wie in vorherigen Szenariendebatten, auf Deutschland liegt, wurden auch alle benachbarten europäischen Regionen modelliert, da eine rein nationale Betrachtung von Energiesystemen angesichts der zunehmenden Verflechtungen und Interdependenzen nicht ausreichend ist.

Abbildung 1 Modellverbund im Projekt



1.2 Zielsetzung der Orientierungsszenarien

Seit der Berechnung der vorherigen Szenarien T45-Strom* im Jahr 2023 und 2024 haben sich Veränderungen in der deutschen und europäischen Energie- und Klimapolitik ergeben (z.B. Kraftwerks-

strategie der Bundesregierung¹). Weiterhin ist die technologische Entwicklung ebenfalls fortgeschritten. Und nicht zuletzt haben alle relevanten Stakeholder aus Wissenschaft, Politik, direkt und indirekt involvierten Akteuren sowie die Gesellschaft allgemein einen deutlichen Lern- und Präferenzfindungsprozess hinter sich. Die Orientierungsszenarien basieren deshalb auf einem umfassenden **Update der Rahmendaten** und einer **Anpassung der Restriktionen**, um die jüngsten Entwicklungen adäquat in den Szenarien abzubilden.

Unter Berücksichtigung der aktualisierten politischen Ziele (vgl. auch Kapitel 3.1.1), bilden die Orientierungsszenarien zwei Entwicklungspfade ab. In beiden Szenarien wurden jedoch die Zielvorgaben für das Zwischenjahr 2025 aufgrund des geringen verbleibenden Realisierungszeitraums herabgesetzt. Im sogenannten O45-Strom-Szenario wird von einer stärkeren Elektrifizierung ausgegangen, wohingegen in O45-H2 in den Nachfragesektoren vermehrt Wasserstoff eingesetzt wird (siehe Berichte der Nachfragesektoren). Im Vergleich zu den vorangegangenen T45-Szenarien bzw. T45-Strom*-Szenarien unterscheiden sich die Einsatzgrade der unterschiedlichen genutzten Energieträger zwischen den Szenarien weniger, wodurch die Nachfragedaten sowie die Ergebnisse der beiden O45-Szenarien näher beieinanderliegen. Dabei fließen die aktuellen Entwicklungen und die Erkenntnisse der letzten Szenarien ein, um den Lösungsraum der Energiewende noch einmal zu beleuchten. Die Ränder des **Lösungsraums** werden dabei bewusst **verkleinert** (siehe Abbildung 2).

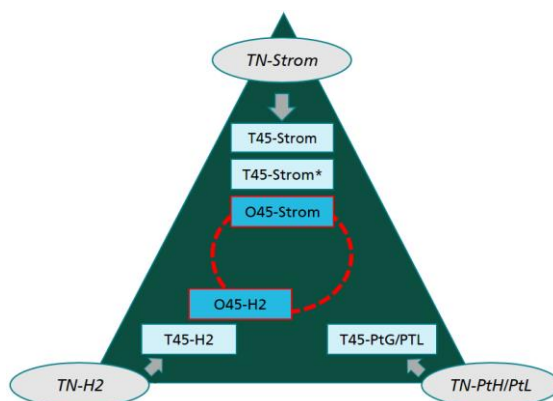
Dekarbonisierung durch einen höheren Einsatz von direktelektrischen Lösungen: Szenario O45-Strom (Basis T45-Strom bzw. T45-Strom* (Update))

Dieses Szenario zeichnet sich durch einen starken Einsatz direktelektrischer Lösungen in den Nachfragesektoren in Deutschland aus. Ziel ist es, ein weitgehend elektrifiziertes Energiesystem zu erreichen.

Dekarbonisierung durch einen höheren Einsatz an Wasserstoff: Szenario O45-H2 (Basis: T45-H2)

Das Szenario setzt auf einen starken Einsatz von Wasserstoff in den Nachfragesektoren. Der Einsatz von Wasserstoff ist in O45-H2 jedoch weniger stark ausgeprägt als in T45-H2, weil die Ausgestaltung des Szenarios weniger extrem ausfällt.

Abbildung 2 Positionierung der neuen Szenarien



Quelle. Eigene Darstellung.

¹ Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung, Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke. Stand 05.02.2024, Online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868>, zul. geprüft: 04.06.2024

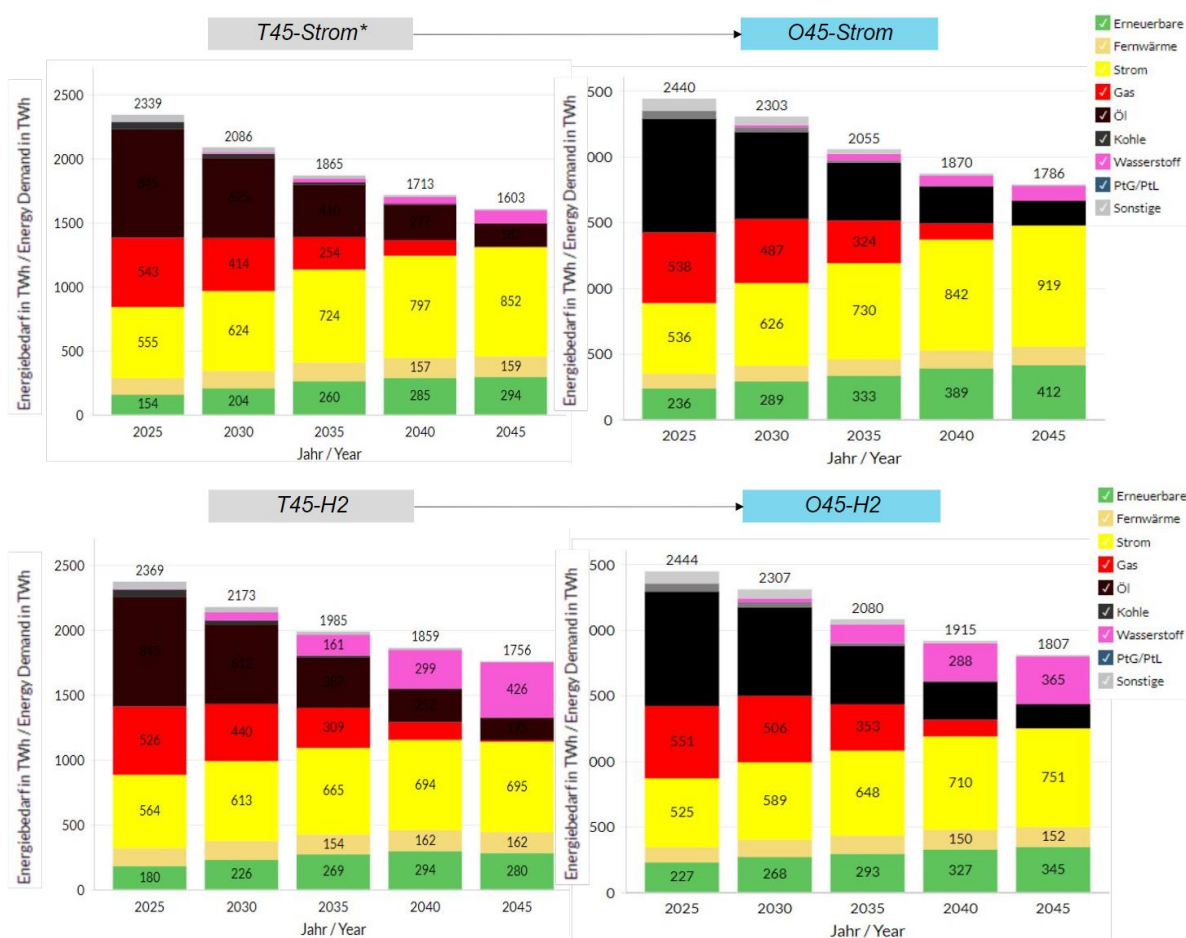
2 Entwicklung der Energienachfragen und -preise, CO₂ Preise und sonstige Rahmenparameter

2.1 Entwicklung der Endenergienachfragen

Für den Angebots- bzw. Umwandlungssektor ist die Energienachfrage aus den Nachfragesektoren ein ganz zentrales Element. Die Nachfragen dienen aggregiert als Input für das Modell Enertile, welches endogen deren Deckung unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen und unter Minimierung der Gesamtsystemkosten optimiert. Hierbei fließen sowohl die energetischen (Strom, Wasserstoff, synthetische Kohlenwasserstoffe, etc.) als auch die stofflichen (Wasserstoff, synthetische Kohlenwasserstoffe, etc.) Nachfragen mit ein. Eine detaillierte Aufstellung dieser Nachfragemengen können in den jeweiligen Sektorberichten auf der Webseite eingesehen werden.

Zusammenfassend ergibt sich über alle Sektoren hinweg folgender Endenergiebedarf (energetische und stoffliche Nutzung) im Jahr 2045 in Deutschland in den verschiedenen Szenarien (vgl. Abbildung 3):

Abbildung 3: Endenergienachfrage in Deutschland im Szenarienvergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

Insgesamt ist die aggregierte Endenergienachfrage in den Orientierungsszenarien in allen Stützjahren höher als im entsprechenden Basisszenario (T45-Strom* bzw. T45-H2). Grund hierfür sind Updates weiterer Rahmendaten wie beispielsweise Bevölkerungsdaten und BIP (siehe Rahmendatenbericht), welche sich tendenziell steigend auf die Energienachfrage auswirken. Zusätzlich ist eine

Erhöhung der Stromnachfrage aufgrund der Aktualisierungen im Industriesektor zu beobachten. Grund dafür ist die Verwendung eines neuen Kalibrierungsjahres, welche eine erhöhte Stromnachfrage in diesem Sektor ergeben (Details dazu siehe Sektorbericht der Industrie). Die Zunahme der Erneuerbaren Nachfrage in den Orientierungsszenarien ergibt sich primär durch einen erhöhten Biomasseeinsatz im Gebäudesektor. Außerdem wirkt sich die geringere Gebäudeeffizienz in den Orientierungsszenarien steigernd auf die Gesamtnachfrage aus.

Die Stromnachfrage nimmt in den Orientierungsszenarien über die Stützjahre zu und liegt im Jahr 2045 zwischen 751 TWh (O45-H2) und 919 TWh (O45-Strom).

Die Wasserstoffnachfrage wächst ebenso in beiden Szenarien über die Jahre an. Im O45-Strom ist die Wasserstoffnachfrage im Vergleich zu T45-Strom* leicht erhöht (+11TWh in 2045), da die Fokussierung auf einen Energieträger in den Szenarien weniger „extrem“ als in bisherigen Szenariorunden gewählt wurde (siehe hierzu Berichte der einzelnen Nachfragesektoren). In O45-H2 liegt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 mit 365 TWh unter der Nachfrage in T45-H2 (426 TWh). Auch hier liegt der Grund in der weniger stark ausgeprägten Bevorzugung eines einzelnen Energieträgers im Szenariodesign der Orientierungsszenarien.

Die Fernwärmenachfrage ist in beiden Wasserstoff-Szenarien in einer ähnlichen Größenordnung, jedoch liegt die Nachfragemenge in O45-H2 leicht unter T45-H2 (152 TWh vs. 162 TWh im Jahr 2045). Auch in O45-Strom fällt die aggregierte Fernwärmenachfrage etwas geringer als in T45-Strom* aus.

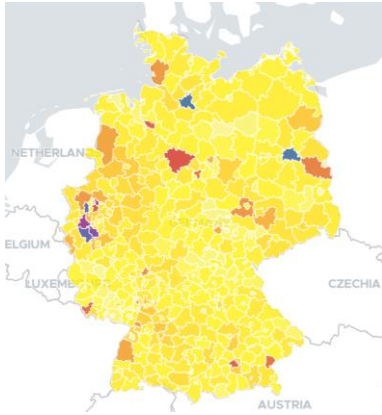
Abbildung 4 zeigt die räumliche Verteilung der Nachfragedaten. Während sich der Strom- und Fernwärmebedarf in den Orientierungsszenarien abgesehen von kleinen Abweichungen kaum unterscheidet, ist die deutlich erhöhte Wasserstoffnachfrage in O45-H2 auch in der räumlichen Aufteilung deutlich zu erkennen.

Die europäische Nachfrage wurde in den Orientierungsszenarien nicht verändert, da der Analysefokus auf Deutschland lag. Die Nachfragen im europäischen Ausland basieren in beiden Orientierungsszenarien auf den Annahmen auf T45-Strom*.

Abbildung 4: Räumliche Verteilung der Nachfrage in Deutschland (2045)

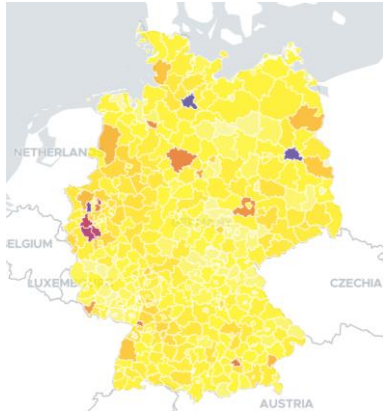
O45-Strom

Strom

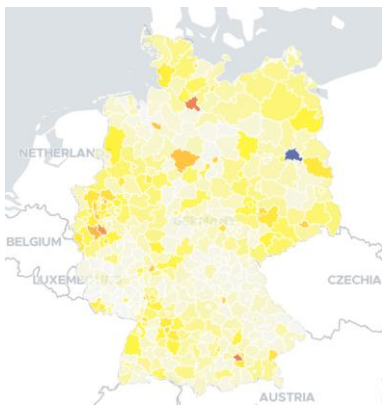


O45-H2

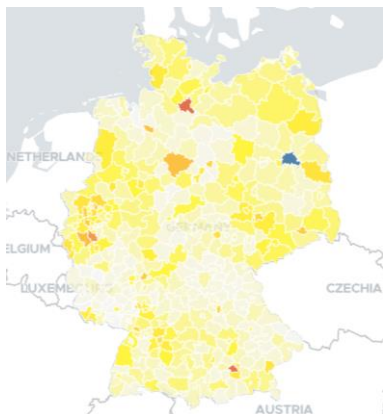
Strom



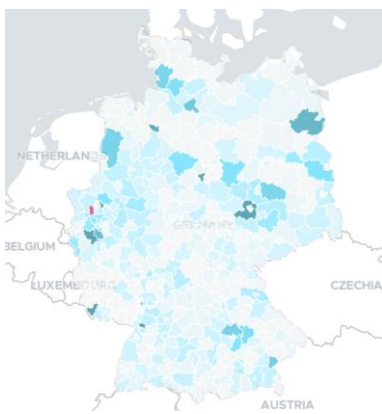
Fernwärme



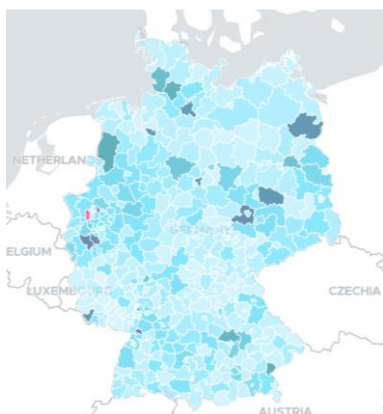
Fernwärme



Wasserstoff



Wasserstoff



Quelle: Eigene Darstellung.

3 Energieangebot

3.1 Energiepolitische und technologische Annahmen

3.1.1 Energiepolitische Annahmen

Im Folgenden werden zentrale Annahmen (sog. Restriktionen) dargestellt. Diese leiten sich aus deutschen und europäischen politischen Vorgaben ab und gelten grundsätzlich, d.h. unabhängig von den beiden Szenarien.

Energiewende in Deutschland

Gemäß der aktuellen² deutschen Energie- und Klimapolitik werden die Ausbauziele der erneuerbaren Energien in Deutschland für alle Szenarien vorausgesetzt. Im Gegensatz zu den vorausgegangenen T45-Strom*-Sensitivitäten werden die Mindestbedingungen für den Ausbau erneuerbarer Energien für das Jahr 2025 aufgrund des geringen verbleibenden Realisierungszeitraums jedoch leicht herabgesenkt.

- Für die Technologie Wind an Land muss im Jahr 2025 eine installierte Leistung von mindestens 66 GW, 2030 von mindestens 115 GW, und ab dem Jahr 2040 von mindestens 160 GW, erreicht werden.
- Wind auf See muss im Jahr 2025 eine installierte Leistung von mindestens 9,176 GW, 2030 von mindestens 30,5 GW, im Jahr 2035 von mindestens 50,5 GW sowie ab dem Jahr 2040 von mindestens 70 GW erreicht werden. Bestandsanlagen in der deutschen Ostsee sind vor Rückbau geschützt. Dies ist notwendig, um eine optimierungsbedingte komplette Verlagerung durch das Modell von der Ost- hin zur ressourcenreicheren Nordsee zu verhindern.
- Photovoltaik muss im Jahr 2025 einen Mindestausbau von 97 GW (davon mind. 63,6 GW Aufdach-PV), im Jahr 2030 mindestens 215 GW, im Jahr 2035 von 309 GW und ab dem Jahr 2040 von 400 GW erreichen. Bestandsanlagen von Dachflächenphotovoltaik sind im gesamten Bundesgebiet vor Rückbau geschützt. Dies ist notwendig, um eine optimierungsbedingte Verlagerung durch das Modell zur kostengünstigeren Freiflächenphotovoltaik zu verhindern.
- Analog zu den vorangegangenen Szenarien, wird der Einsatz von Biomasse im Umwandlungssektor ab 2025 beschränkt. Alle Bestandsanlagen werden nach dem Ende der technischen Lebensdauer stillgelegt, damit die begrenzte nachhaltige Biomassenutzung priorisiert den Nachfragesektoren anstatt dem Umwandlungssektor zur Verfügung steht. Einzige Ausnahme ist die Verstromung von Biogas aus Gülle, die entsprechend des Potentials ausgebaut wird. Ein zeitlich optimierter Einsatz der Biomasse ist jedoch unter Einhaltung der Kapazitäten möglich.

Weiterhin werden die politischen Ziele aus der nationalen Kraftwerksstrategie³ vorausgesetzt. Diese Ziele sind in den Orientierungsszenarien neu hinzugekommen.

- Ab dem Jahr 2030 müssen insgesamt 500 MW H₂-Kraftwerke in Deutschland ausgebaut werden. Darüber hinaus müssen ab 2035 4x2,5 GW Kraftwerksleistung aus der Umstellung von H₂-ready Kraftwerken auf Wasserstoff zur Verfügung stehen.

² Stand April 2024 (Beginn der Modellierung)

³ Vgl. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung, Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke. Stand 05.02.2024, Online: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868>, zul. geprüft: 04.06.2024

Zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den politischen Vorgaben werden für Deutschland auch der beschlossene Kohle- (bis zum Jahr 2038) und Atomausstieg umgesetzt.

Eingebettet werden diese technologiespezifischen Ziele in das Gesamtziel der Bundesrepublik Deutschland, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Energiewende in Europa

Zentrale Elemente der europäischen Energie- und Klimapolitik werden analog den deutschen Vorgaben für die Modellierung übernommen. Während, bis auf wenige Ausnahmen (siehe nachfolgend), der Zubau von erneuerbaren Energien in Europa weitgehend modellendogen erfolgt, werden politische Zielvorgaben zu Atomkraft und dem Ausstieg aus der Kohleverstromung länderspezifisch umgesetzt.

Länderspezifische Restriktionen

Die länderspezifischen Restriktionen gleichen (mit Ausnahme für das Simulationsjahr 2025) den Annahmen, die für T45-Strom* getroffen wurden. Aufgrund der kurzen verbleibenden Realisierungsdauer für den Ausbau wurden für das Jahr 2025 die folgenden Bedingungen auf Basis der verfügbaren Bestandsdaten und einer Abschätzung des möglichen Zubaus heruntergesetzt:

- Britische Inseln (2025): Herabsenken des Mindestausbaus von schwimmenden Offshore-Anlagen auf 0 MW
- Frankreich (2025):
 - Freiflächen-PV: maximal 15 GW,
 - Aufdach-PV: maximal 10 GW
- Italien (2025):
 - Freiflächen-PV: maximal 24 GW,
 - Aufdach-PV: maximal 14 GW
- Iberische Halbinsel (2025):
 - Freiflächen-PV: maximal 30 GW,
 - Aufdach-PV: maximal 5 GW
- Polen (2025):
 - Freiflächen-PV: maximal 18 GW,
 - Aufdach-PV: maximal 2 GW
- Balkan (2025):
 - Freiflächen-PV: maximal 10 GW,
 - Aufdach-PV: maximal 5 GW

3.1.2 Spitzenkappung für die Verteilnetze

Im Modellupdate zum vorausgegangenen Szenario T45-Strom* wurde bereits eine Verteilnetzgleichung eingeführt, durch die Engpässe im Verteilnetz und die daraus potenziell resultierende Notwendigkeit zur Abregelung von EE-Erzeugung im Modell abgebildet wird. Mithilfe dieser Verteilnetzgleichung werden alle Erzeugungstechnologien (Wind an Land, PV, Einspeisung aus Batterien), die auf die untere Netzebene einspeisen, sowie die Verbraucher auf der Verteilnetzebene erfasst, um mögliche Engpässe im Verteilnetz zu identifizieren. In T45-Strom* wurde diese Verteilnetzgleichung in allen Stunden gebildet, in denen die PV-Erzeugung über 10% der Leistung liegt.

Für die Orientierungsszenarien wird diese Verteilnetzgleichung nun häufiger gebildet, um zusätzlich kritische Stunden im Verteilnetz zu identifizieren, die durch viel Winderzeugung verursacht werden. Die Verteilnetzgleichung wird in diesen Szenarien gebildet, wenn entweder das PV-Profil über 10% der Leistung liegt oder die Winderzeugung in einer Region über 20% der Leistung steigt. Dadurch wird sichergestellt, dass die modellendogene Spitzenkappung in mehr für das Verteilnetz kritischen Stunden gebildet wird. Im Modell wird somit in mehr Stunden als in T45-Strom* endogen eine Entscheidung getroffen, ob es wirtschaftlicher ist, Energiemengen abzuregeln oder das Verteilnetz auszubauen. Ohne die Verteilnetzgleichung würde im Falle von Verteilnetzengpässen die überschüssige Energie in der entsprechenden Stunde immer abgeregelt. Falls also für bestimmte Stunden ein Verteilnetzausbau oder ein veränderter Einsatz der Flexibilitäten benötigt würde, wird diese Notwendigkeit im Modell nun häufiger erkannt und wird bei der Entscheidung des Optimierers mit einbezogen.

3.1.3 Flexibilitäten im Verkehr

Die optimistischen Annahmen aus dem T45-Strom* Szenario zu Flexibilitätsoptionen im Verkehrssektor, werden in diesem Szenario etwas abgeschwächt (siehe Abbildung 5). Die Anpassung der Annahmen in Bezug auf die Flexibilitätsoptionen im Verkehrssektor wurde nach Rücksprache mit Stakeholdern vorgenommen, um realistischere Szenarien zu implementieren, die den aktuellen Entwicklungen und Herausforderungen in diesem Bereich der Flexibilisierung des Verkehrs Rechnung tragen.

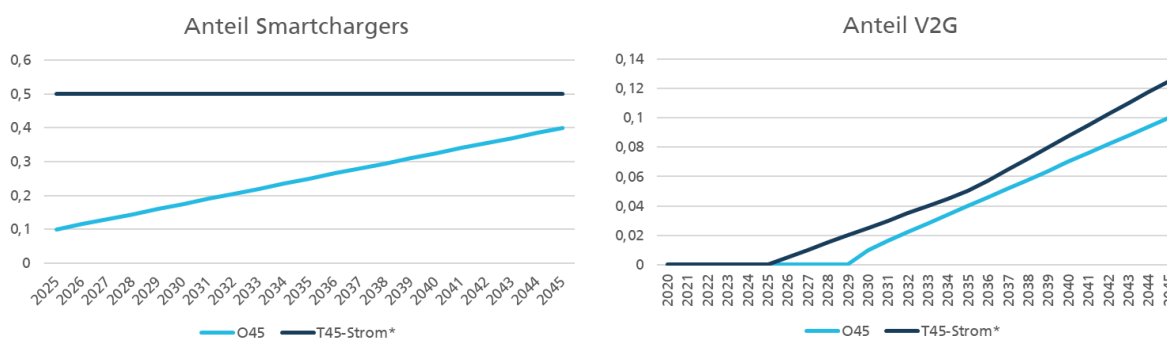
Auch im Zieljahr liegen die Annahmen in den Orientierungsszenarien unterhalb der Annahmen in T45-Strom*:

- Anteil Smartchargers (2045): 40% statt 50%
- Anteil Vehicle2Grid (V2G, 2045): 10% statt 12,5%

Die Smartcharger agieren hierbei als flexible Verbraucher, deren Ladezeitpunkt variabel ist und so das Energiesystem entlasten kann, solange das im Modell für die Fahrzeugflotte hinterlegte Fahrprofil erfüllt werden kann. Der V2G-fähige Anteil der Fahrzeugflotte agiert ähnlich einem stationären Batteriespeicher, jedoch ebenfalls mit der Einschränkung, dass das Fahrprofil eingehalten werden muss. Das bedingt zum Beispiel, dass die Fahrzeugbatterien um 5 Uhr morgens aufgeladen sein müssen. Durch die Einhaltung des Fahrprofils schwankt die für das System nutzbare Kapazität und das Speichervolumen im Tagesverlauf. Die damit in der Optimierung genutzten maximalen Einspeiseleistungen und ins Netz eingespeiste Strommengen aus V2G sind in Abbildung 10:

Stationäre Batteriespeicher und V2G im deutschen Stromsystem im Szenariovergleich Abbildung 10 in Abschnitt 3.2.1.1.2 dargestellt.

Abbildung 5: Verzögerter Anstieg der Flexibilitätsoptionen im Verkehrssektor in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

3.1.4 Weitere Anpassungen

Im folgenden Abschnitt werden weitere Datenupdates und Modellneuerungen der Orientierungsszenarien dargestellt und mit dem vorherigen Stand (in T45-Strom*) verglichen.

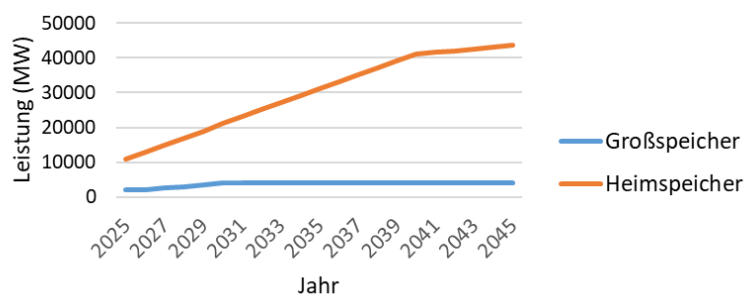
3.1.4.1 Batterien

In den Orientierungsszenarien wird als weitere Neuerung zwischen Heimspeichern und Großspeichern unterschieden, da sich die techno-ökonomischen Parameter dieser beiden Technologien stark unterscheiden. In früheren Szenariorunden wurde für die techno-ökonomische Parametrierung ein Mischwert dieser beiden Technologien verwendet. Zudem wird nun eine größere Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Dies, sowie die angenommenen spez. Investitionskosten decken sich mit den angenommenen Kostenreduktionen bis 2045 in einer aktuellen Kostenstudie des Fraunhofer ISE⁴. Darin wird auch angemerkt, dass es für Batteriespeicher noch keine verlässliche Datenlage zur Berechnung einer Lernrate gibt.

	Spez. Investitionen	Lebensdauer	Wirkungsgrad	O&M Fixkosten
Heimspeicher	2025: 350 €/kWh 2045: 252 €/kWh	15 Jahre	90%	2025: 14 €/kW 2045: 10,08423 €/kW
Großspeicher	2025: 250 €/kWh 2045: 158 €/kWh	15 Jahre	90%	2025: 10 €/kW 2045: 6,3 €/kW

Für beide Technologien wird in den Orientierungsszenarien eine Mindestausbauleistung exogen angenommen, um aktuellen Trends Rechnung zu tragen. Die Mindestbedingungen sind in Abbildung 6 zu sehen. Dabei wurde der Ausbau der Großbatterien grob an den möglichen Märkten für Systemdienstleistungen orientiert. Die Heimspeicher orientieren sich am Ausbau der PV-Dachanlagen. Zusätzlicher endogener Ausbau ist im Modell möglich. Der Intraday-Handel kann im Modell Enertile nicht abgebildet werden. Außerdem ist derzeit die Marktgröße und die Erlöse für Batterien dort noch sehr unsicher.

⁴ Vgl.: Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien - Fraunhofer ISE, Tabelle 8

Abbildung 6: Vorgegebener Mindestausbau für Batterien

Quelle: Eigene Darstellung.

3.1.4.2 H₂ Speicher

Darüber hinaus werden in den Orientierungsszenarien aktualisierte Kostenannahmen für die Speicherung von Wasserstoff basierend auf einem INES Positionspapier⁵ implementiert. Dieses Update entspricht in etwa einer Verdopplung der bisher hinterlegten Kosten für die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen (Neubau):

Szenario	Speichertyp	Lebensdauer	Spez. Investitionen	O&M Fixkosten
T45-Strom* T45-H2	Salzkavernen	40 Jahre	0,226 €/kWh	0,02 €/kWh
O45-Strom O45-H2	Salzkavernen	40 Jahre	0,55 €/kWh	0,02 €/kWh

3.1.4.3 H₂ Importe aus dem außereuropäischen Raum

Bisherige Optimierungsergebnisse zeigen, dass Import von Wasserstoff aus dem außereuropäischen Raum im Energiesystem der Zukunft einen Beitrag leisten kann. Die Importe, die der Optimierer als kostenoptimale Resultate berechnete, fanden jedoch verstärkt im Winter statt. Da solche saisonalen Importe vermutlich eine Zwischenspeicherung von Wasserstoff im Ausland benötigen, die aber bisher nicht im Modell mit Preisen hinterlegt war, wurden in den Orientierungsszenarien die Wasserstoffimporte nach Europa mit zusätzlichen Leistungskosten belegt, die die Kosten der Zwischenspeicherung im Ausland widerspiegeln. In den Orientierungsszenarien werden für Importe per Schiff spezifische Investitionen von 875 €/kW, für Importe per Pipeline 780 €/kW (30 Jahre Lebensdauer) angenommen, die die entsprechenden Speicherkosten im Ausland abbilden. Durch diese Anpassung werden die Kosten für Wasserstoffimporte nach Europa an den Importterminals leistungsabhängig gestaltet, was den bisher stark saisonalen Import hemmt. Die Werte zur Leistungsbeziehung an den Importterminals sind daher modelltechnische Annahmen und sollten nicht als tatsächliche Importpreise interpretiert werden. Die Bepreisung über Leistung soll dem Modell ermöglichen, über höhere Auslastung der Importterminals die Speicherkosten im Ausland besser abzubilden und zu reduzieren.

⁵ Vgl. Initiative Energien Speichern e.V.: Positionspapier, Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern, Stand 06.10.2023, Online: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf

3.1.4.4 Nachfragedaten

Für die Modellierung des Angebotssektors werden die Nachfragedaten der verschiedenen Nachfragesektoren zu Grunde gelegt (vgl. auch Kapitel 2.1). Diese können im Detail in den jeweiligen Berichten der Sektoren eingesehen werden.⁶ Die Europäische Nachfrage außerhalb Deutschlands ist in den beiden O45-Szenarien unverändert und basiert auf den Annahmen von T45-Strom*.

3.2 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung beschrieben und eingeordnet.

3.2.1 Stromsektor

Im folgenden Abschnitt werden die Modellierungsergebnisse des Stromsektors analysiert.

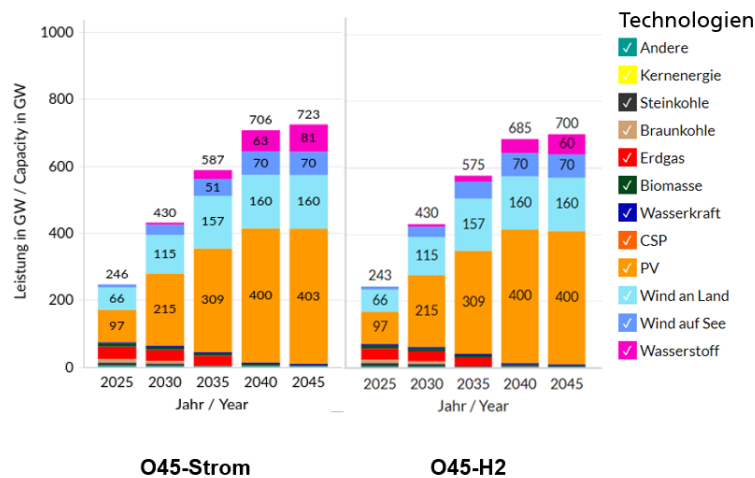
3.2.1.1 Deutschland

3.2.1.1.1 Leistung und Erzeugung

Die installierte Leistung in Deutschland nimmt in den kommenden Jahren und bis zum Jahr 2045 auch in den Orientierungsszenarien sehr stark zu (siehe Abbildung 7). Der Zubau wird maßgeblich durch die politischen Vorgaben getrieben. Diese Vorgaben, die als Restriktionen in die Energiesystemoptimierung integriert wurden (siehe Abschnitt 3.1.1), definieren somit maßgeblich die Struktur des Energieerzeugungsparks. In den Orientierungsszenarien erfolgt (im Vergleich zu den vorangegangenen Szenarienrunden) der Zubau zwischen den Jahren 2025 und 2030 besonders ambitioniert, was durch die Herabsetzung des Maximalausbaus im Modellierungsjahr 2025 bedingt ist. Dadurch findet eine zeitliche Verschiebung des Zubaus in den Ergebnissen statt, wodurch die Rampe des Zubaus in den frühen Jahren besonders steil ausfällt.

In beiden Orientierungsszenarien dominieren wie in den T45-Szenarien die erneuerbaren Energien Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See sehr klar den Erzeugungspark mit Werten von in Summe ca. 630 GW im Jahr 2045. Wasserstoffrückverstromung spielt ebenfalls in beiden Szenarien eine wichtige Rolle im Stromsystem und wird in beiden Szenarien modellendogen zusätzlich zu den Mindestvorgaben ausgebaut. Im Szenario O45-Strom werden in Deutschland mehr Kapazitäten zur Rückverstromung von Wasserstoff (2045: 81 GW) ausgebaut als in O45-H2 (2045: 60 GW). Die Wasserstoffkraftwerke sorgen zusammen mit Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern für eine saisonale Balance in der Stromerzeugung und decken maßgeblich die Residuallast im Winter. So sind sie auch eine Absicherung gegen „kalte Dunkelflauten“, also längere Zeiträume mit wenig Dargebot Erneuerbarer Energien aber gleichzeitig hoher Strom- und Wärmenachfrage. Die Wasserstoffkraftwerke ermöglichen dem Energiesystem außerdem zusätzliche Flexibilität, welche vor allem bei hohem Strombedarf benötigt wird (O45-Strom).

⁶ <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/>

Abbildung 7: Installierte Leistung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045

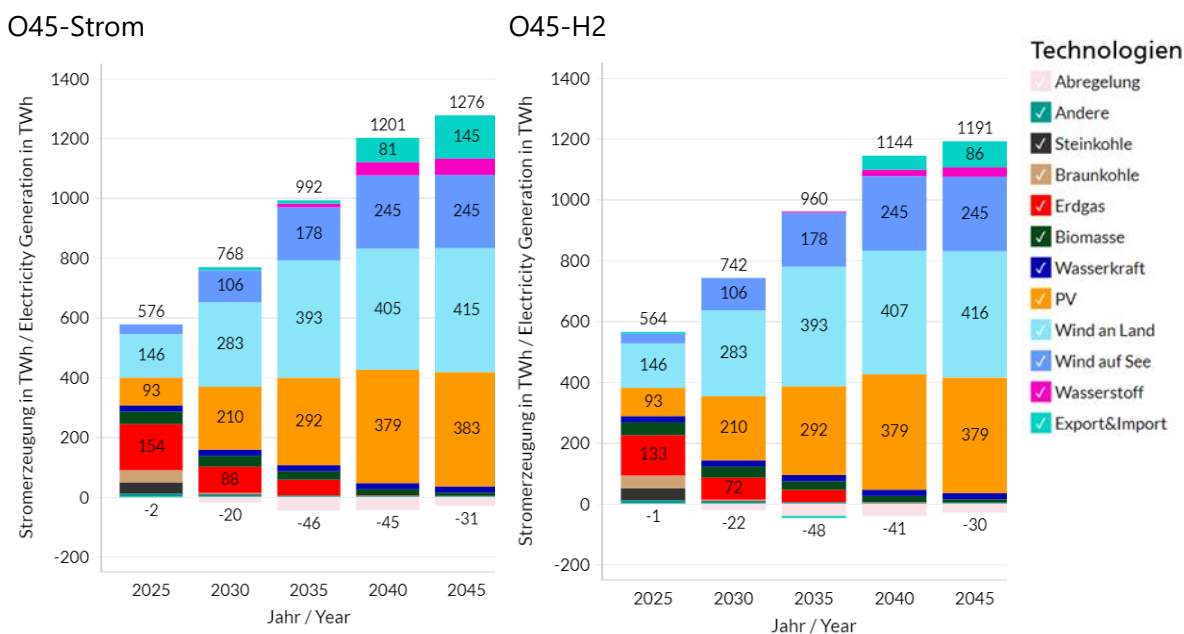
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Stromerzeugungsmengen sind in Abbildung 8 dargestellt. Im Jahr 2025 erreicht die Stromerzeugung in Deutschland Gesamterzeugungsmengen zwischen 1191 TWh (O45-H2) und 1276 TWh (O45-Strom). Um die Zahlen besser einordnen zu können, ist es wichtig zu beachten, dass die angegebene Endenergienachfrage für Strom von 919 TWh (O45-Strom) bzw. 751 TWh (O45-H2) (siehe Abbildung 3) die Menge an nachgefragtem Strom darstellt, die von den exogenen Verbrauchern benötigt wird. Im Gegensatz dazu beziehen sich die in Abbildung 11 dargestellten Gesamterzeugungsmengen (zwischen 1191 TWh und 1276 TWh) auf die gesamte Stromproduktion in Deutschland. Diese berücksichtigen neben der exogen angenommenen Nachfrage auch endogene Nachfragen (z.B. für Elektrolyse) sowie die Verluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Bei der angegebenen Wasserstoffrückverstromung in der Abbildung ist zu beachten, dass in dieser Bilanzierung der Wasserstoffbezug nicht nachverfolgt wird. Dies kann zu „Doppelzählungen“ der erzeugten Strommenge führen, wenn der Wasserstoff für die Rückverstromung in Deutschland zuvor aus heimischer Stromproduktion generiert wurde. Dennoch ist dies korrekt, da diese Strommenge für den saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Energiesystem tatsächlich zweimal erzeugt werden muss. Die aus Batteriespeichern eingespeiste Strommenge wird hingegen nicht aufgeführt, da es sich hierbei um eine reine zeitliche Verschiebung handelt.

Strukturell unterscheiden sich die Szenarien kaum voneinander. Im Vergleich sticht lediglich die Rolle von Wasserstoffrückverstromung und die von Stromimporten heraus: In O45-Strom wird die höhere Stromnachfrage (+85 TWh) vor allem durch erhöhte Importe (+59 TWh) sowie durch erhöhte Rückverstromung (+24 TWh) gedeckt. Deutsche Stromimporte sind hier für das europäische Gesamtsystem kostengünstiger als zusätzliche Kapazitäten für Erneuerbare Energien in Deutschland zur Deckung dieser Nachfrage, und werden daher vom Optimierer gewählt, da im europäischen Ausland teilweise günstigere Potentiale für Erneuerbare Energien vorliegen bzw. Deutschland seine Potentiale in den Szenarien durch einen sehr ambitionierten Ausbau von Windenergie und PV schon sehr stark ausnutzt. Neben zusätzlichen Kapazitäten für Erneuerbare Energien im europäischen Ausland bedarf es hierfür gut ausgebauter Austauschleistungen zwischen den verschiedenen Regionen. In Abschnitt 3.2.1.3 sind die Stromhandelsflüsse und -volumina ein Europa für das Jahr 2045 dargestellt.

Der Erzeugungsmix ist hierbei strukturell in beiden Szenarien ähnlich. Die Technologien Photovoltaik und Wind an Land sowie Wind auf See stellen mit etwa 82% (O45-Strom) bzw. 87% (O45-H2) den Großteil der deutschen Stromerzeugung im Jahr 2045. Auf Photovoltaik und Wind an Land entfallen jeweils zwischen ca. 379 - 416 TWh und somit jeweils zwischen 30% und 35% der Gesamterzeugung. Die Technologie Wind auf See erzeugt in beiden Szenarien 245 TWh, was ca. 20% der gesamten Erzeugung entspricht.

Abbildung 8: Stromerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Die geringe Variabilität zwischen den einzelnen Szenarien ist auf die politischen Ausbauziele und Vorgaben zurückzuführen, da Leistung und Erzeugung direkt miteinander verknüpft sind. Es lässt sich insgesamt feststellen, dass die Technologien Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See den Großteil der deutschen Stromversorgung sowohl im Zielsystem des Jahres 2045 als auch in den Transformationsjahren davor prägen. Das daraus resultierende Stromsystem wird somit von fluktuierender (wetter-, tages- und jahreszeitabhängiger) Stromerzeugung dominiert und muss stabilisiert werden. Dabei ist zu erwähnen, dass sich auch ohne Vorgabe der politischen Ausbauziele ein von Erneuerbaren Energien dominiertes Energiesystem ergeben würde, da der Optimierer ähnlich große Mengen fluktuierende Erneuerbare Energien als kostenoptimale Lösung ins Energiesystem integrieren würde. In den Orientierungsszenarien erfolgt diese Stabilisierung durch Wasserstoffrückverstromung, Stromimporte und den gezielten Einsatz von flexibler Stromnachfrage. Die politischen Rahmenbedingungen, insbesondere die Ausbauziele der erneuerbaren Energien, bestimmen somit maßgeblich den zukünftigen Erzeugungsmix.

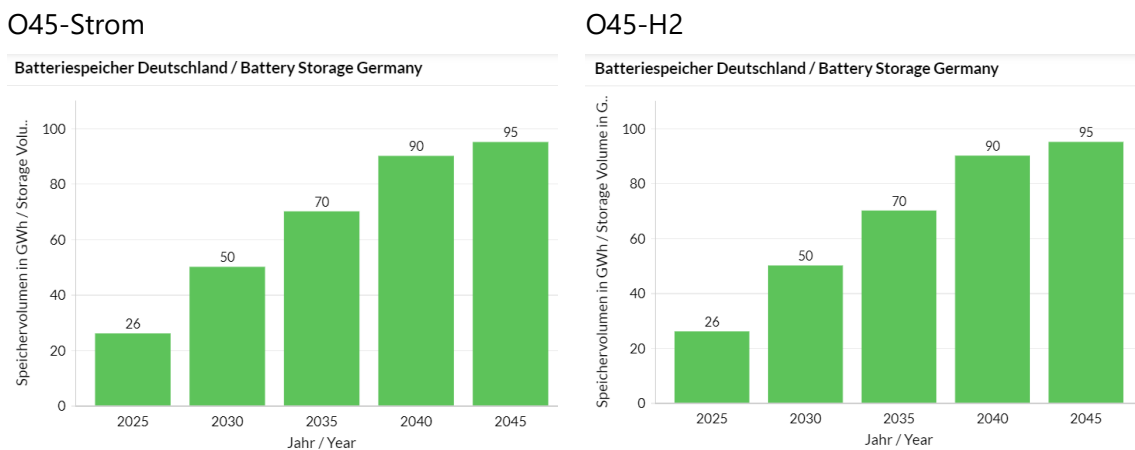
3.2.1.1.2 Batterien

Dem deutschen Stromsystem stehen in den Orientierungsszenarien zusätzlich kleinere Mengen an stationären Batteriespeichern zur Erfüllung von Stabilisierungsaufgaben und als Flexibilitätsoption in den Szenarien zur Verfügung (vgl. Kapitel 123.1.4.1). Zusätzlicher endogener Ausbau von Batterien ist im Modell möglich und wird getätigt, wenn dies kostenoptimal ist.

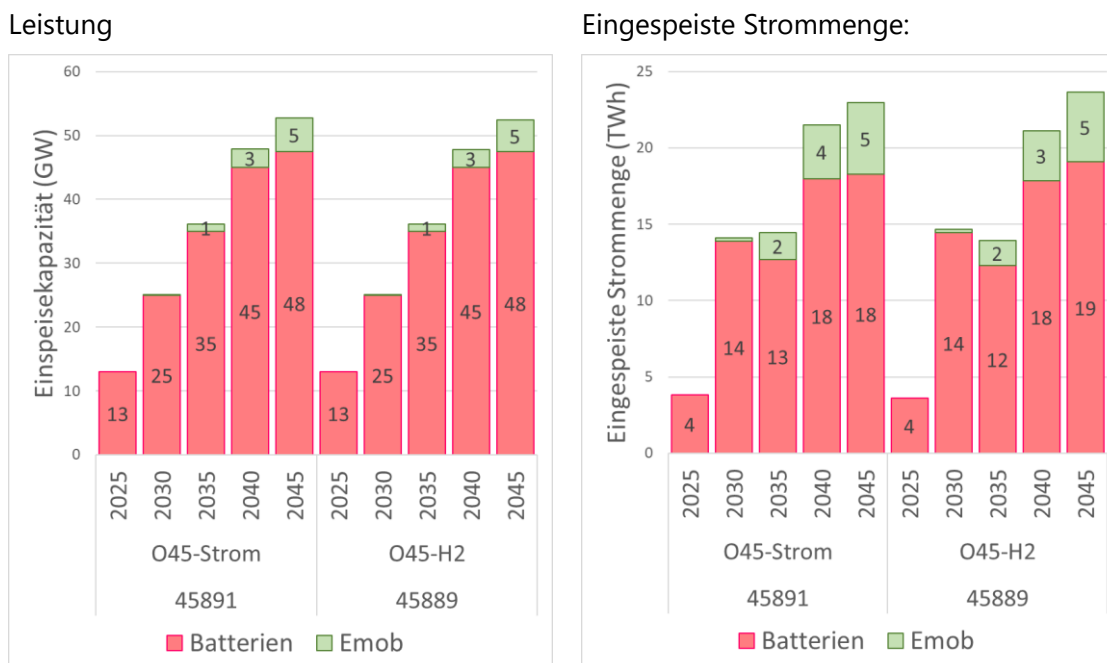
Abbildung 9 zeigt die aggregierten Batterievolumina in Deutschland. Das Speichervolumen geht in keinem der beiden Szenarien über den exogen vorgegebenen Mindestausbau hinaus. Unter den

getroffenen Annahmen ist also eine stärkere Bereitstellung von Flexibilität durch Batterien in Deutschland nicht konkurrenzfähig. In Abbildung 10 sind zudem die Einspeiseleistungen und eingespeiste Strommengen aus Batteriespeichern (inklusive V2G) dargestellt. V2G stellt dem Energiesystem dabei im Zeitverlauf zunehmend flexible Einspeiseleistung zur Verfügung, welche (neben anderen Flexibilitäten) in Konkurrenz zu einem zusätzlichen Ausbau an stationären Batteriespeichern steht. Mit Blick auf den zuletzt beobachtenden dynamischen Ausbau an Batteriespeichern ist zu beachten, dass diesem oft privatwirtschaftliche Logiken zugrunde liegen (z.B. Heimspeicher als Ergänzung zur PV-Anlage zur Erhöhung des Eigenverbrauchs). Ein weiterer Einsatzzweck von Batterien im viertelstündlichen Intradaymarkt besteht aktuell darin plötzliche Änderungen (Rampeneffekte) in der Stromnachfrage oder -erzeugung am Stundenübergang zu glätten. Diese zusätzlichen Einsatzgebiete von Batterien werden in den hier vorgestellten Szenarien nicht berücksichtigt. Es wird hier der Einsatz von Batterien aus Systemkostensicht optimiert. Die privatwirtschaftlich erzielten Erlöse der Batteriespeicher nicht immer durch Systemnutzen gedeckt sind.

Abbildung 9: Batteriespeichervolumen im deutschen Stromsystem im Szenariovergleich



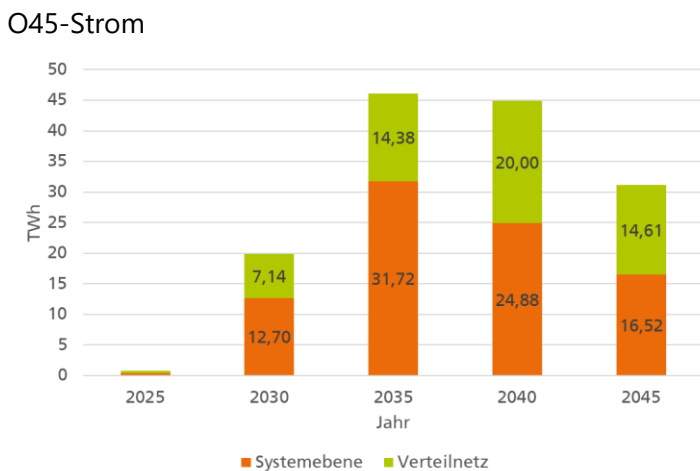
Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 10: Stationäre Batteriespeicher und V2G im deutschen Stromsystem im Szenariovergleich

3.2.1.1.3 Abregelung

Wenn in Rahmen der Kostenoptimierung eine vollständige Nutzung des Stroms aus Erneuerbaren Energien nicht rentabel ist, kommt es zur Abregelung. Die Optimierungsergebnisse verdeutlichen, dass gewisse Abregelungsmengen ökonomisch effizient sind (siehe Abbildung 11). Die höchste Abregelung tritt im Jahr 2035 auf. Diese Beobachtungen lassen sich in den Kontext einordnen, dass bereits im Jahr 2035 ein hoher Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht wird. Die Flexibilität des Stromnetzes wird jedoch erst in den darauffolgenden Jahren weiter zunehmen. Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus ebenso, dass es auch auf Verteilnetzebene kostenminimierend ist, die Verteilnetze nicht vollständig bis zur letzten kWh auszubauen, sondern stattdessen signifikante Energiemengen auf Ebene der Verteilnetze abzuregeln.

Daraus ergeben sich folgende Schlussfolgerungen: Engpässe im Verteilnetz sind von erheblicher Relevanz und müssen adressiert werden. Eine zentrale Aufgabe bei der Transformation des Energiesystems wird die Organisation und Bereitstellung der notwendigen Flexibilität im Stromnetz sein, um eine stabile und effiziente Energieversorgung sicherzustellen.

Abbildung 11: Abregelung im deutschen Stromsystem O45-Strom

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.1.2 Europa

Das deutsche Energie- und Stromsystem ist selbstverständlich wie in bisherigen Szenarienläufen im europäischen Kontext eingebettet.

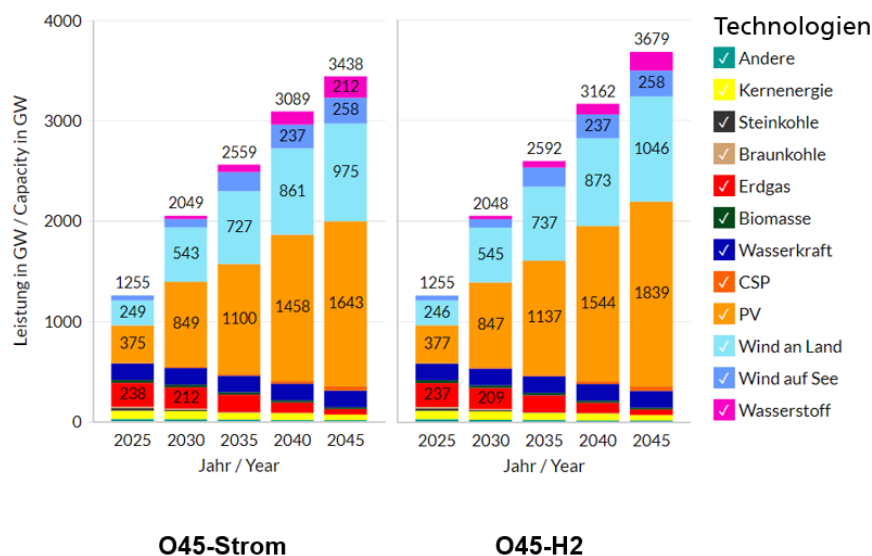
Die Ergebnisse zeigen, dass in früheren Jahren die europaweiten Unterschiede zwischen den beiden Szenarien kaum vorhanden sind, während in späteren Jahren und im Zieljahr 2045 kleinere Unterschiede sichtbar werden (siehe Abbildung 12).

Im Jahr 2025 erreicht Europa in beiden Szenarien eine installierte Leistung von insgesamt 1255 GW. Strukturell macht die Technologie Photovoltaik den Großteil des Erzeugungsparks aus (zwischen 375 und 377 GW installierter Leistung), gefolgt von Wind an Land (246 GW bis 249 GW). Erdgas, Wasserkraft, Wind auf See und andere erneuerbare Energien komplettieren das europäische Stromsystem.

Im Jahr 2030 kommt in relevantem Umfang Wasserstoffrückverstromungskapazität neu ins europäische System. Erneuerbare Energien werden weiter ausgebaut und bestehende Kapazitäten der Stromerzeugung aus Erdgas bleiben größtenteils erhalten. Die Atomkraft macht ebenfalls einen relevanten Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten in Europa aus, konzentriert sich jedoch auf einige wenige Länder (z. B. Frankreich) und ist in der Ausbauentcheidung nicht Teil der Kostenoptimierung.

In den Folgejahren der Transformation bis zum Zieljahr 2045 kristallisieren sich nur leichte Unterschiede im europäischen Stromerzeugungspark heraus: Im O45-H2 Szenario wird insgesamt mehr Stromerzeugungsleistung ausgebaut. Es werden dort im Jahr 2045 insgesamt 3679 GW installierte Leistung ausgebaut, während im O45-Strom Szenario 3438 GW benötigt werden. Die erhöhte Wasserstoffnutzung in Deutschland erhöht somit die EE-Stromerzeugungsleistung in Europa leicht, wengleich die europäische Nachfrage zwischen den Szenarien sich nicht unterscheidet.

Insgesamt gibt es jedoch keine strukturellen Unterschiede zwischen den Szenarien. Die „größte“ Variabilität mit Bezug auf die installierte Leistung im Erzeugungspark, wenn auch insgesamt auf sehr überschaubarem Niveau, ist in der Technologie Photovoltaik und Wind an Land sichtbar. Der relative Anteil dieser Technologien an der gesamten installierten Leistung im Erzeugungspark bleibt jedoch in etwa gleich.

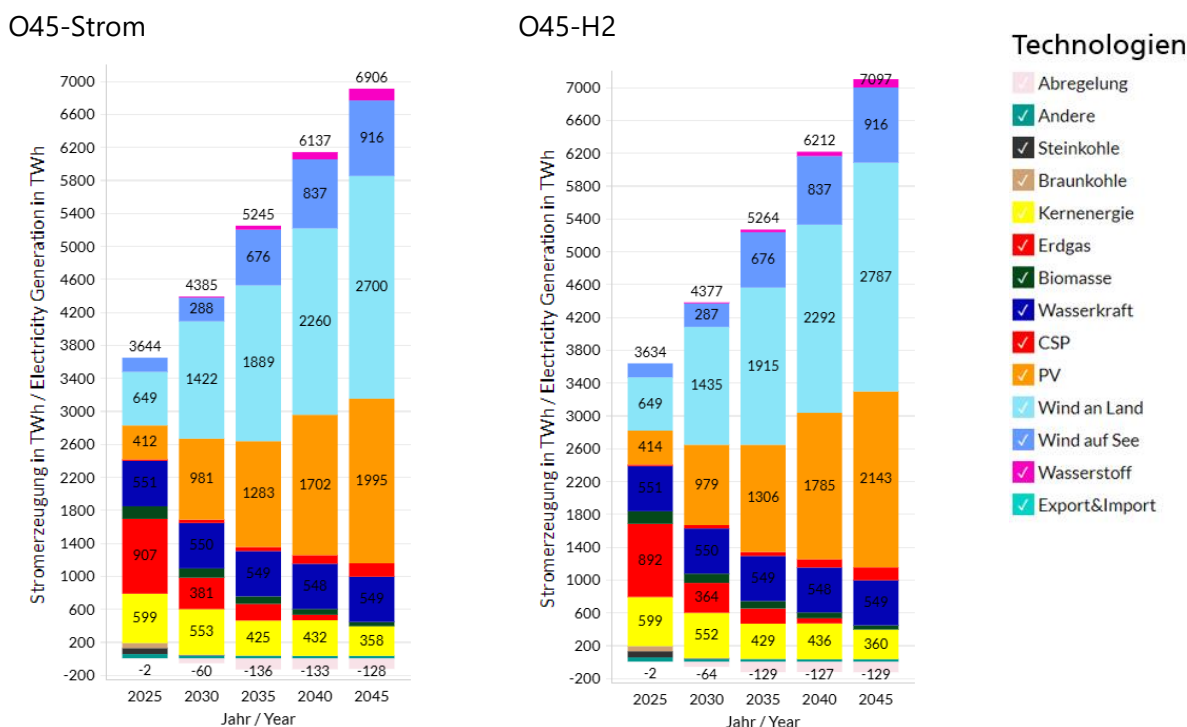
Abbildung 12: Leistung in Europa. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Zieljahr 2045 ist die exogene Gesamtnachfrage nach Strom Szenariodesign-bedingt in O45-H2 zwar geringer, allerdings muss in diesem Szenario eine signifikante Menge an Wasserstoff erzeugt werden. Daraus resultiert modellendogen in diesem Szenario eine höhere Gesamtstromnachfrage in Europa zur Wasserstoffherstellung, die gedeckt werden muss. Die Gesamtstromerzeugung ist deshalb in O45-H2 erhöht im Vergleich zu O45-Strom, wie in Abbildung 13 zu sehen ist.

Gemäß den Anteilen der jeweiligen Erzeugungstechnologien an der installierten Leistung, tragen Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See analog zur installierten Leistung den größten Teil der europaweiten Stromerzeugung. Durch die deutlich höhere Anzahl an Volllaststunden im Vergleich zur Photovoltaik trägt die Windenergie, und hier insbesondere Wind an Land, den größten Teil zur Stromerzeugung bei. Entscheidend für das Energiesystem ist dabei auch das Zusammenspiel von Windenergie und Photovoltaik. Beide Technologien ergänzen sich gut im zeitlichen Verlauf der Stromerzeugung, mit dem größten Beitrag der Photovoltaik im Sommer und umgekehrt mit dem größten Teil der Stromerzeugung aus Windenergie im Winterhalbjahr. Dieses Zusammenspiel im Zeitverlauf verdeutlicht, dass ein vernachlässigter Ausbau einer der beiden Technologien, ggf. zugunsten der anderen, nicht zielführend ist und zu erheblichen Mehrkosten des Gesamtsystems führen würde. Andere erneuerbare Energien, Wasserkraft und Atomenergie erzeugen ebenfalls in kleinerem Umfang Strom.

Abbildung 13: Stromerzeugung in Europa. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045



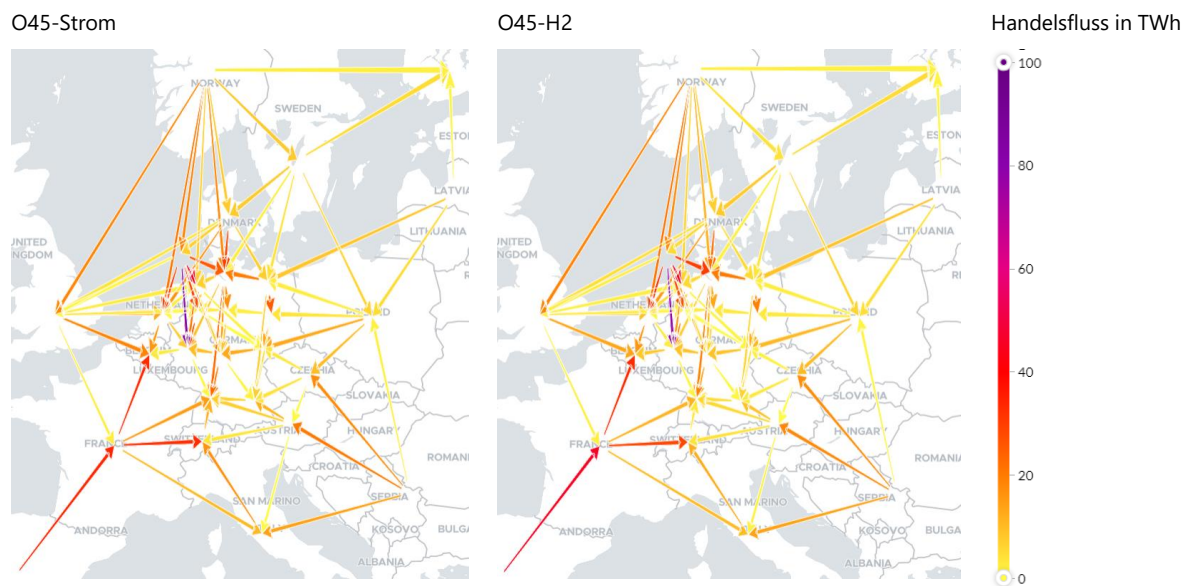
Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.1.3 Europäischer Stromhandel: Handelsflüsse

In diesem Kapitel werden die europäischen Handelsflüsse (Fokus: Stromhandel) untersucht, welche in Abbildung 14 dargestellt sind.

Beide Szenarien zeigen erneut, dass sehr große Mengen an Strom in Europa gehandelt und transportiert werden. Dieses robuste Ergebnis bestätigt, dass es auch unter Berücksichtigung der Netzausbaukosten technoökonomisch kosteneffizienter ist, gute EE-Ressourcenpotenziale dort auszunutzen, wo sie vorliegen, und den Strom ggf. in die großen Verbrauchszentren zu transportieren.

Die maximalen Handelsflüsse auf einzelnen Transportachsen erreichen in den beiden Szenarien von 84 TWh (O45-H2) bis zu 91 TWh (O45-Strom) pro Jahr im Jahr 2045. Besonders große Handelsflüsse sind zwischen folgenden Regionen zu beobachten: aus der deutschen Offshore-Zone nach Nordwestdeutschland; von Nordeuropa (insbesondere Norwegen) nach Norddeutschland, den britischen Inseln sowie BENELUX; von den Britischen Inseln nach Kontinentaleuropa; von der Iberischen Halbinsel durch Frankreich nach Deutschland; vom Balkan durch verschiedene Staaten nach Deutschland; sowie innerhalb Deutschlands von Norden nach Süden. In beiden Szenarien werden sehr ähnliche Handelsvolumen erreicht. Dies lässt sich anhand des verkleinerten Lösungsraums der Orientierungsszenarien erklären (siehe Abbildung 2) sowie anhand der zwischen den beiden Szenarien unveränderten Nachfrage im europäischen Ausland. Im Szenario O45-H2 sind die Stromhandelsvolumen etwas geringer als im Szenario O45-Strom, da hier Energie vermehrt in Form von Wasserstoff über das Wasserstoffnetz gehandelt wird.

Abbildung 14: Europäischer Stromhandel im Jahr 2045 im Szenarienvergleich

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.2 Wärmenetze

3.2.2.1 Wärmeerzeugung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen mit einem analytischen Fokus auf Deutschland präsentiert. Die Ergebnisse sind in Wie in vergangenen Szenarienrunden zeigt sich auch hier, dass sich die Wärmeerzeugung mit Bezug auf die Erzeugungstechnologien in der Zukunft stark vom aktuellen Erzeugungsmix unterscheidet. Außerdem ist deutlich sichtbar, dass sich der Technologiemix der Erzeugung (trotz der unterschiedlichen Szenarioauslegungen der Orientierungsszenarien) sehr stark ähnelt. Die hier dargestellten Ergebnisse sind zu weiten Teilen unabhängig von den Rahmenbedingungen und können somit als „No-regret“-Lösung bezeichnet werden.

In den Orientierungsszenarien wurde für das Jahr 2025 der Zubau für Großwärmepumpen auf 125 MW_{el} beschränkt. Die Szenarien zeigen, dass ein solcher, verzögerter Aufbau der Großwärmepumpen die Energiewende im Wärmesektor (im Vergleich zu vorherigen Szenarienrunden) verlangsamt. An den Optimierungsergebnissen für das Jahr 2025 ist außerdem auffällig, dass der Anteil von Erdgas an der Nettowärmeerzeugung deutlich unter dem aktuellen Wert (laut BDEW 44% in 2023) liegt. Grund dafür ist der angenommene Erdgaspreis, der zuletzt wieder teilweise deutlich unter den hier für das Jahr 2025 angenommenen 42 €/2018/MWh lag. Der Preisrückgang nach dem Preisschock in 2022 verlief somit schneller als hier angenommen. Das ist eine Erklärung für den höheren Kohle- und geringeren Erdgasanteil im Vergleich zu aktuellen realen Daten.

Im Jahr 2030 ist bereits deutlich sichtbar, dass die zentrale Wärmeversorgung (über Wärmenetze) zu einem großen Teil auf der Technologie der Großwärmepumpen basiert. In beiden Szenarien werden knapp 70 TWh durch Großwärmepumpen erzeugt. Diese Technologie setzt sich in den Szenarien als in vielen Fällen kostenoptimale Lösung durch. Durch die Restriktionen des Ausbaus im Jahr 2025 als Reaktion auf das aktuell beobachtete geringe Ausbautempo bedingen die Ergebnisse für das Jahr 2030 nun einen extrem ambitionierten Ausbaupfad der Großwärmepumpen in den

kommenden Jahren. Fossile Energieträger sind im Jahr 2030 noch mit relevanten Anteilen im Erzeugungsmix vertreten: Gas-KWK mit ca. 23 TWh, Gas-Heizkessel mit ca. 12-14 TWh und andere fossile KWK mit ca. 5 TWh. Elektrokessel als weitere direktelektrische Wärmeerzeugungstechnologie sind in relativ kleinem Umfang (9 TWh) ebenfalls im Mix präsent. Die erneuerbaren Technologien Solar- und Geothermie sowie Biomasse-KWK komplettieren den Wärmeerzeugungsmix. Schlussendlich trägt die Abfallverbrennung noch mit 10 TWh in allen Szenarien relevante Anteile der zentralen Wärmeerzeugung bei. Wasserstoff hingegen spielt im Jahr 2030 noch keine Rolle für die zentrale Wärmeversorgung.

Im Zieljahr 2045 steigt die Gesamtwärmeerzeugung moderat an auf 156 TWh (Szenario O45-Strom) bzw. 167 TWh (Szenario O45-H2). Der Erzeugungsmix ist dabei gemäß den politischen Vorgaben komplett dekarbonisiert. Sehr deutlich ist die Zunahme bei der Technologie der Großwärmepumpen, welche ihren prozentualen Anteil an der zentralen Wärmeerzeugung im Vergleich zum Jahr 2030 nochmals ausbaut und Werte zwischen knapp 60 und 65 % an der Gesamterzeugung erreicht. Weiterhin wächst der Anteil von Solar- und Geothermie weiter an (auf je 13 TWh in beiden Szenarien), wohingegen der 2035 ohnehin relativ kleine Anteil der Elektrokessel bis zum Jahr 2045 weiter leicht zurückgeht. Wärmeerzeugung durch Abfall-KWK bleibt mit 9 TWh in den Szenarien in etwa konstant.

Größere Veränderungen sind neben den Großwärmepumpen auch im Einsatz von Wasserstoff erkennbar. Im Jahr 2045 kommt in beiden Szenarien die Technologie Wasserstoff-KWK in größerem Umfang mit 10 TWh (O45-H2) bzw. 21 TWh (O45-Strom) in den Wärmemix. Der Vorteil von Wasserstoff-KWK Anlagen ist, dass sie eine effiziente Nutzung von Wasserstoff ermöglichen, indem sowohl Strom als auch Wärme gleichzeitig erzeugt wird. Sobald im Stromsystem Engpässe bestehen, die mit Wasserstoffrückverstromung überbrückt werden, wird hierzu präferiert die KWK-Technologie eingesetzt, wenn noch „Platz“ in den Wärmenetzen für die Integration zusätzlicher Wärmemengen ist. Dies ermöglicht eine effizientere Nutzung des Wasserstoffs als bei der reinen Rückverstromung. KWK-Anlagen tragen somit zur Stabilität des Stromnetzes bei.

Im Gegensatz dazu ist die Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Wärmeerzeugung ineffizienter, da dabei ausschließlich Wärme erzeugt wird und der Strombedarf separat gedeckt werden müsste. Außerdem benötigt die dezentrale Wärmeversorgung mit Wasserstoff ein H₂-Verteilnetz zu Gebäuden.

Zur Deckung von Spitzenlasten tragen außerdem Wasserstoffkessel mit sehr kleinen Beiträgen zur Erzeugung bei (vermehrt in O45-H2). Insgesamt ist die Menge der Wärmeerzeugung aus Wasserstoff im Szenario O45-H2 geringer als in O45-Strom, da die Schattenpreise für Wasserstoff in O45-H2 aufgrund der hohen Wasserstoffnachfrage in diesem Szenario etwas höher ausfallen.

Abbildung 15 dargestellt.

Wie in vergangenen Szenarienrunden zeigt sich auch hier, dass sich die Wärmeerzeugung mit Bezug auf die Erzeugungstechnologien in der Zukunft stark vom aktuellen Erzeugungsmix unterscheidet. Außerdem ist deutlich sichtbar, dass sich der Technologiemix der Erzeugung (trotz der unterschiedlichen Szenarioauslegungen der Orientierungsszenarien) sehr stark ähnelt. Die hier dargestellten Ergebnisse sind zu weiten Teilen unabhängig von den Rahmenbedingungen und können somit als „No-regret“-Lösung bezeichnet werden.

In den Orientierungsszenarien wurde für das Jahr 2025 der Zubau für Großwärmepumpen auf 125 MW_{el} beschränkt. Die Szenarien zeigen, dass ein solcher, verzögerter Aufbau der Großwärmepumpen die Energiewende im Wärmesektor (im Vergleich zu vorherigen Szenarienrunden) verlangsamt.

An den Optimierungsergebnissen für das Jahr 2025 ist außerdem auffällig, dass der Anteil von Erdgas an der Nettowärmeerzeugung deutlich unter dem aktuellen Wert (laut BDEW 44% in 2023⁷) liegt. Grund dafür ist der angenommene Erdgaspreis, der zuletzt wieder teilweise deutlich unter den hier für das Jahr 2025 angenommenen 42 €/2018/MWh lag. Der Preisrückgang nach dem Preisschock in 2022 verlief somit schneller als hier angenommen. Das ist eine Erklärung für den höheren Kohle- und geringeren Erdgasanteil im Vergleich zu aktuellen realen Daten.

Im Jahr 2030 ist bereits deutlich sichtbar, dass die zentrale Wärmeversorgung (über Wärmenetze) zu einem großen Teil auf der Technologie der Großwärmepumpen basiert. In beiden Szenarien werden knapp 70 TWh durch Großwärmepumpen erzeugt. Diese Technologie setzt sich in den Szenarien als in vielen Fällen kostenoptimale Lösung durch. Durch die Restriktionen des Ausbaus im Jahr 2025 als Reaktion auf das aktuell beobachtete geringe Ausbautempo bedingen die Ergebnisse für das Jahr 2030 nun einen extrem ambitionierten Ausbaupfad der Großwärmepumpen in den kommenden Jahren. Fossile Energieträger sind im Jahr 2030 noch mit relevanten Anteilen im Erzeugungsmix vertreten: Gas-KWK mit ca. 23 TWh, Gas-Heizkessel mit ca. 12-14 TWh und andere fossile KWK mit ca. 5 TWh. Elektrokessel als weitere direktelektrische Wärmeerzeugungstechnologie sind in relativ kleinem Umfang (9 TWh) ebenfalls im Mix präsent. Die erneuerbaren Technologien Solar- und Geothermie sowie Biomasse-KWK komplettieren den Wärmeerzeugungsmix. Schlussendlich trägt die Abfallverbrennung noch mit 10 TWh in allen Szenarien relevante Anteile der zentralen Wärmeerzeugung bei. Wasserstoff hingegen spielt im Jahr 2030 noch keine Rolle für die zentrale Wärmeversorgung.

Im Zieljahr 2045 steigt die Gesamtwärmeerzeugung moderat an auf 156 TWh (Szenario O45-Strom) bzw. 167 TWh (Szenario O45-H2). Der Erzeugungsmix ist dabei gemäß den politischen Vorgaben komplett dekarbonisiert. Sehr deutlich ist die Zunahme bei der Technologie der Großwärmepumpen, welche ihren prozentualen Anteil an der zentralen Wärmeerzeugung im Vergleich zum Jahr 2030 nochmals ausbaut und Werte zwischen knapp 60 und 65 % an der Gesamterzeugung erreicht. Weiterhin wächst der Anteil von Solar- und Geothermie weiter an (auf je 13 TWh in beiden Szenarien), wohingegen der 2035 ohnehin relativ kleine Anteil der Elektrokessel bis zum Jahr 2045 weiter leicht zurückgeht. Wärmeerzeugung durch Abfall-KWK bleibt mit 9 TWh in den Szenarien in etwa konstant.

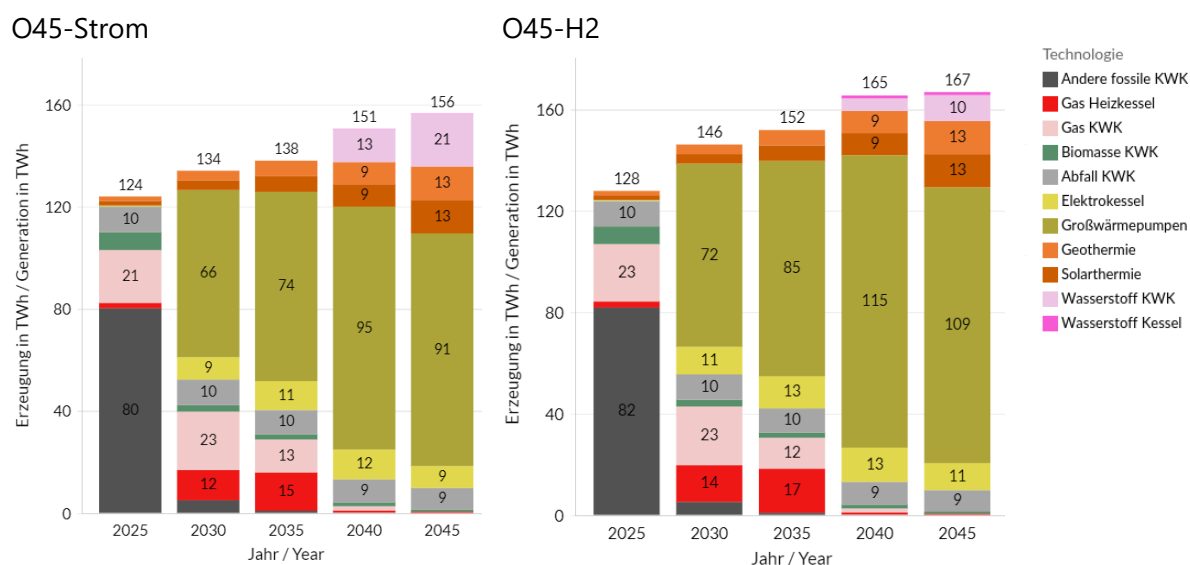
Größere Veränderungen sind neben den Großwärmepumpen auch im Einsatz von Wasserstoff erkennbar. Im Jahr 2045 kommt in beiden Szenarien die Technologie Wasserstoff-KWK in größerem Umfang mit 10 TWh (O45-H2) bzw. 21 TWh (O45-Strom) in den Wärmemix. Der Vorteil von Wasserstoff-KWK Anlagen ist, dass sie eine effiziente Nutzung von Wasserstoff ermöglichen, indem sowohl Strom als auch Wärme gleichzeitig erzeugt wird. Sobald im Stromsystem Engpässe bestehen, die mit Wasserstoffrückverstromung überbrückt werden, wird hierzu präferiert die KWK-Technologie eingesetzt, wenn noch „Platz“ in den Wärmenetzen für die Integration zusätzlicher Wärmemengen ist. Dies ermöglicht eine effizientere Nutzung des Wasserstoffs als bei der reinen Rückverstromung. KWK-Anlagen tragen somit zur Stabilität des Stromnetzes bei.

Im Gegensatz dazu ist die Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Wärmeerzeugung ineffizienter, da dabei ausschließlich Wärme erzeugt wird und der Strombedarf separat gedeckt werden müsste. Außerdem benötigt die dezentrale Wärmeversorgung mit Wasserstoff ein H₂-Verteilnetz zu Gebäuden.

⁷ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023: Wie heizt Deutschland 2023? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. [online] <https://www.bdew.de/media/documents/231221-BDEW-WHD2023.pdf>, zul. geprüft: 03.12.2024

Zur Deckung von Spitzenlasten tragen außerdem Wasserstoffkessel mit sehr kleinen Beiträgen zur Erzeugung bei (vermehrt in O45-H2). Insgesamt ist die Menge der Wärmeerzeugung aus Wasserstoff im Szenario O45-H2 geringer als in O45-Strom, da die Schattenpreise für Wasserstoff in O45-H2 aufgrund der hohen Wasserstoffnachfrage in diesem Szenario etwas höher ausfallen.

Abbildung 15: Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Die relativ hohe Übereinstimmung der Ergebnisse erlaubt es, robuste Schlussfolgerungen für die zentrale Wärmeversorgung zu ziehen: Großwärmepumpen in Wärmenetzen sind eine „No-regret“-Option und können den Großteil der Wärmeerzeugung in der Zukunft kostenoptimal übernehmen. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit den Erkenntnissen zu Transformationspfaden von Wärmenetzen in vorherigen Szenariorunden.

3.2.2.2 Wärmespeicher

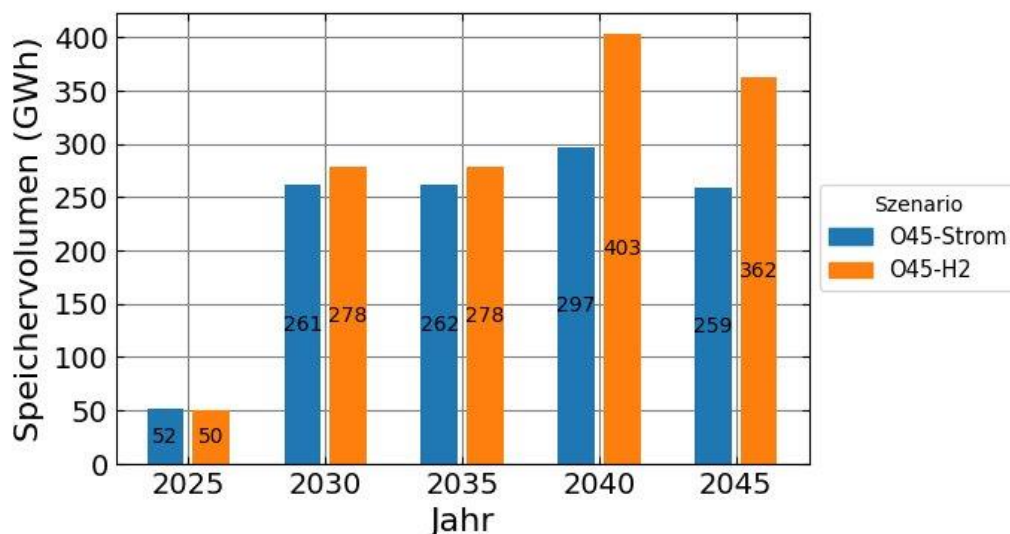
Der Bedarf an Wärmespeichern (siehe Abbildung 16) steigt in Deutschland bereits bis zum Jahr 2030 deutlich auf Werte von 261 GWh (O45-Strom) bzw. 278 GWh (O45-H2) an. Im Vergleich zu T45-Strom* sinkt der Bedarf an Wärmespeichern, da in den Orientierungsszenarien insgesamt mehr alternative Flexibilitätsoptionen durch exogen angenommenen Batteriespeicherausbau zur Verfügung stehen. Der Anstieg des Wärmespeicherausbaus in den frühen Jahren hingegen ist in den Orientierungsszenarien besonders steil: im Vergleich zum Jahr 2025 wachsen die Wärmespeicher bis zum Jahr 2030 um mehr als den Faktor 5 an. Ab dem Jahr 2030 wird in O45-Strom ein „Plateau“ erreicht und die Größe der Wärmespeicher bleibt mit einem kleinen Ausschlag nach oben im Jahr 2040 fortan bestehen. Der Grund hierfür ist die Sektorenkopplung zwischen Stromsystem und Wärmenetzen: Der schnelle EE-Ausbau führt dazu, dass in einzelnen Transformationsjahren, hier insbesondere im Jahr 2040, viel überschüssiger Strom zu sehr geringen Kosten zur Verfügung steht. Die im Modell zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen (wie beispielsweise Vehicle2Grid, Batteriespeicher) sind im Jahr 2030 noch teuer oder stehen nur in geringem Umfang zur Verfügung. Da Wärmespeicher sehr kostengünstig sind (Annahme: Drucklose Wasserspeicher mit spezifischen Investitionen von ca. 22 €/kWh), ist es für den Optimierer günstiger zusätzliche Wärmespeicher aus-

zubauen und so Energie einzuspeichern als andere Energiespeicher, andere/zusätzliche Stromnutzungen oder EE-Abregelung umzusetzen. In der Realität wären politische Eingriffe zu erwarten, die entweder eine Weiternutzung der im Jahr 2040 erbauten Wärmespeicher in den darauffolgenden Jahren sicherstellen (kein „Rückpendeln“) oder den Wärmespeicherausbau bremsen und z.B. eine höhere Abregelung von EE-Strom zur Folge haben. Im Szenario O45-H2 fällt der Ausbau von Wärmespeichern etwas höher aus, da mehr Wärme über Wärmepumpen erzeugt und über die Speicher verlagert wird.

Die zentralen Erkenntnisse hängen nicht von diesem Effekt ab: Wärmespeicher sind szenarienunabhängig für die Wärmenetze sehr wichtig und sollten in relevantem Umfang ausgebaut werden. Die in Enertile integrierten Wärmespeicher werden zur Verlagerung von Energie über wenige Stunden, teilweise auch über wenige Tage hinweg eingesetzt. Damit sind die Speicherdauern teils ähnlich wie die von Batteriespeichern, wodurch diese Technologien nicht rückwirkungsfrei voneinander eingesetzt werden. Trotzdem sind die beiden Speichertechnologien (Batterien vs. Wärmespeicher) keine 1:1 Substitute, da die kostenoptimalen Speicherdauern der Wärmespeicher im Durchschnitt über den Speicherdauern der Batterien liegen. Die Sektorenkopplung mit dem Stromsystem erlaubt es vor allem Großwärmepumpen und KWK-Anlagen kosteneffizient zu fahren (Strom wird zu Zeiten mit viel Erzeugung und niedrigen Preisen aufgenommen). Saisonale Speichertechnologien in Wärmenetzen wie beispielsweise Aquiferspeicher oder Erdbeckenspeicher wurden bisher nicht im Modell abgebildet.

Saisonale Wärmespeicher haben ein hohes Potential, den Anteil Erneuerbarer Wärme zu erhöhen und gleichzeitig die Integration dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien im Stromsystem zu ermöglichen⁸. Die Integration dieser Flexibilitätsoption in das Energiesystemmodell Enertile ist für zukünftige Analysen daher vorgesehen,

⁸ Yang, Liu, Kramer und Sun, "Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 139, S. 110732, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110732.

Abbildung 16: Wärmespeicher in Deutschland im Szenarienvergleich

Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3 Wasserstoff

Wasserstoff wird sowohl direkt als Ressource in den verschiedenen Sektoren nachgefragt (vgl. Berichte der Nachfragesektoren), als auch im Angebots- bzw. Umwandlungssektor. Im Folgenden bezieht sich die Wasserstoffnachfrage auf die Summe der Nachfrage aus allen Sektoren. Dabei betrachten wir hier nur die Nachfrage nach reinem Wasserstoff. In Enertile nicht optimiert wird z.B. die Deckung der Nachfrage nach H₂-Derivaten wie z.B. klimaneutrales Kerosin. Aufgrund der geringeren Transportkosten gehen wir davon aus, dass diese Derivate außerhalb Europas hergestellt werden.

3.2.3.1 Deckung der deutschen Wasserstoffnachfrage

Die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff steigt in beiden Szenarien bis zum Jahr 2045 steil an. Im O45-H₂ Szenario beträgt die Gesamtnachfrage im Jahr 2045 606 TWh, wohingegen die Nachfrage in O45-Strom etwa halb so groß ausfällt (305 TWh). In beiden Szenarien ist insbesondere die Zunahme der Nachfrage ab 2035 sehr relevant⁹.

Während im Jahr 2025 noch keine nennenswerten Elektrolysekapazitäten in Deutschland und Europa zur Verfügung stehen und somit der gesamte Wasserstoff (zwischen 0 und 1 TWh) durch außereuropäische Importe gedeckt wird, entstehen in den Folgejahren schnell europäische Kapazitäten.

Im Szenario O45-H₂ steigt die Nachfrage bereits im Jahr 2030 weit stärker als in O45-Strom auf 31 TWh an. Bereits hier reichen die deutschen Aufbaukapazitäten an Elektrolyseuren nicht mehr aus, um die nationale Nachfrage zu decken und es kommt schon früher zu Importen aus dem europäischen Ausland, welche wiederum die rechtzeitige Bereitstellung der dafür nötigen Infrastruktur (Pipelines) voraussetzen. Da der Ausbau von Pipelines kostengünstiger als der Stromnetzausbau ist, wird in der Optimierung direkt Wasserstoff importiert anstatt das Stromnetz und inländische Elektrolysekapazitäten (gemäß der Wasserstoffnachfrage) auszubauen. In den Folgejahren wird dieser Trend noch deutlicher: Im Jahr 2035 werden bereits 161 TWh Wasserstoff nachgefragt, wovon 61

⁹ Hierbei ist zu erwähnen, dass die aktuell schon bestehende Wasserstoffnachfrage, z.B. aus der Chemieindustrie, durch grauen Wasserstoff aus Erdgas gedeckt wird und in der hier vorliegenden Bilanzierung daher als Erdgasnachfrage erfasst ist.

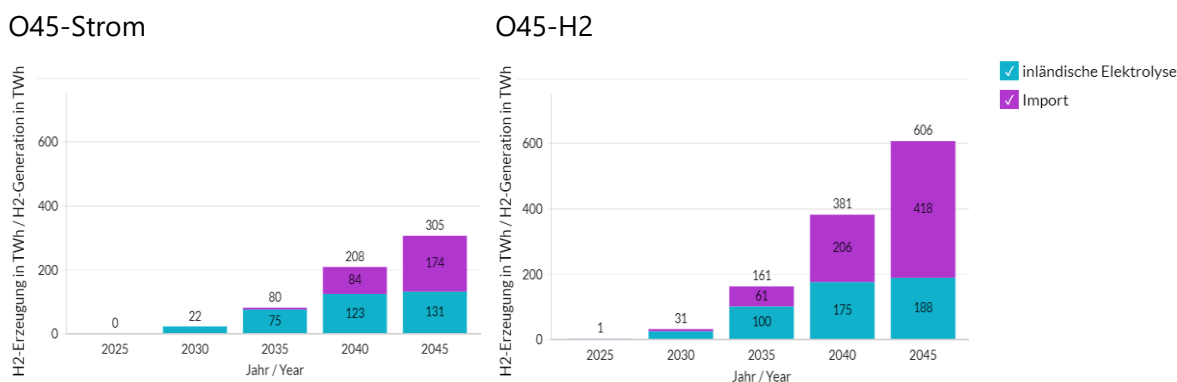
TWh importiert werden. Im Jahr 2040 beträgt die Nachfrage 381 TWh (175 TWh Import) und schließlich im Jahr 2045 606 TWh (418 TWh Import). Die Importquote erreicht somit 69 % (zum Vergleich: 57% in O45-Strom).

Die erhöhte Wasserstoffnachfrage im O45-H2 Szenario setzt sich folgendermaßen zusammen: Die modellexogen ermittelte Wasserstoffnachfrage für die Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude ist in diesem Szenario etwa dreifach so groß wie in O45-Strom. Die hohe Nachfrage in diesen Sektoren führt jedoch dazu, dass in der Modelloptimierung im Vergleich zu O45-Strom nur etwa halb so viel Wasserstoff im Umwandlungssektor (Strom-/Wärmeerzeugung) eingesetzt wird. Ein weiterer Grund dafür ist die in O45-H2 aufgrund der direkten H2-Nutzung in der dezentralen Wärmeerzeugung im Winter geringere Stromnachfrage im Gebäudesektor, wodurch es weniger Bedarf an H2-Rückverstromung gibt. Dadurch wird die stark erhöhte exogene Nachfrage in O45-H2 in Hinblick auf die Gesamtnachfrage etwas kompensiert.

Die Einsatzplanung der Elektrolyseure (Anzahl Volllaststunden) ist Teil der Optimierung und variiert in den einzelnen Stützjahren. Im Jahr 2045 werden die Elektrolyseure zwischen 3196 Stunden (in O45-Strom) und 3425h (in O45-H2) unter Volllast betrieben.

Beide Szenarien unterstreichen die Bedeutung von internationalen Handelsbeziehungen und Infrastruktur für den Wasserstoffimport, um die zukünftige Energieversorgung sicherzustellen.

Abbildung 17: Wasserstoffherzeugung zur Deckung der deutschen Nachfrage im Szenarienvergleich



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.2 Standorte der Elektrolyseure in Deutschland

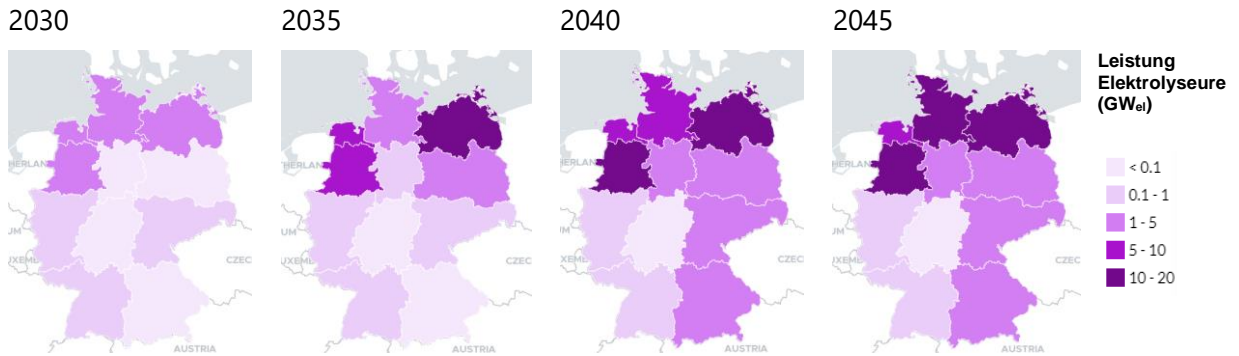
Die räumliche Verteilung der Elektrolyseure in Deutschland in den Orientierungsszenarien ist in Abbildung 18 dargestellt. In beiden Szenarien werden Elektrolyseure im Jahr 2030 vor allem im windreichen Norden Deutschlands angesiedelt. Grund hierfür ist der ansonsten anfallende Ausbau eines Übertragungsnetzes bis hin zu den Elektrolyseursstandorten, der die Gesamtsystemkosten steigern würde. Der Ausbau nimmt dort in den folgenden Modellierungsjahren zu und weitet sich (vor allem in O45-H2) mit fortschreitender Zeit auch auf den Osten Deutschlands aus.

Die vorrangige Allokation der Elektrolyseure im Norden Deutschlands erweist sich somit als robust, bedingt durch das große Angebot an erneuerbaren Energien (EE) (vor allem Wind) und die Nähe zu Wasserstoffspeichern. Bei einem erhöhten Wasserstoffbedarf (O45-H2) wird jedoch ein Ausbau der Elektrolysekapazitäten in ostdeutschen Regionen notwendig. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Windenergiepotenzial im Norden für die Elektrolyse bereits weitgehend ausgeschöpft ist.

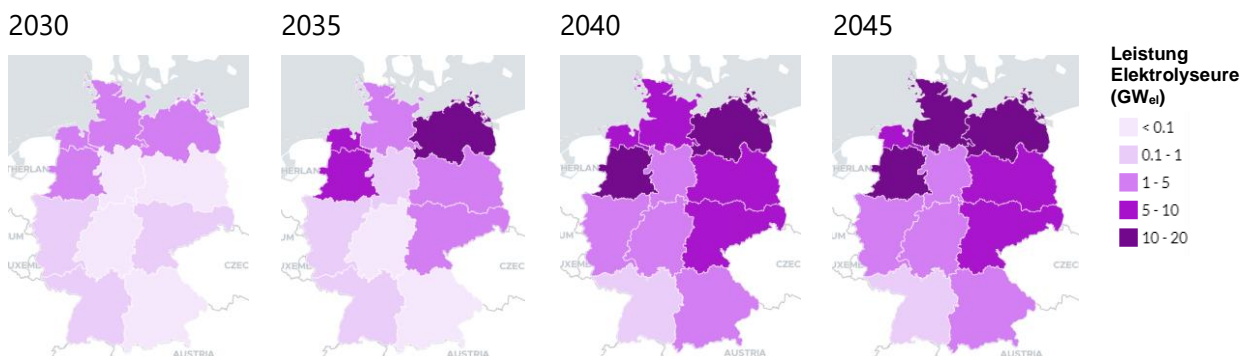
Daher bieten die ostdeutschen Regionen eine geeignete Alternative, um den steigenden Bedarf an Wasserstoff zu decken.

Abbildung 18: Standorte der Elektrolyseure in Deutschland im Szenarienvergleich

O45-Strom



O45-H2



Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.3 Deckung der europäischen Wasserstoffnachfrage

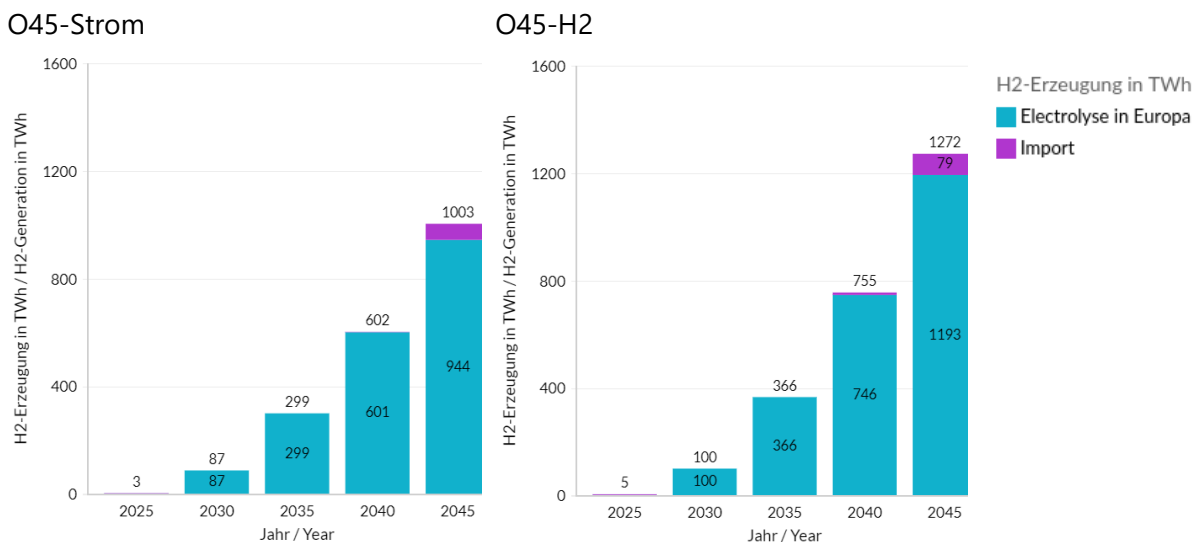
Aus der europäischen Perspektive erreichen die zu deckenden Gesamtnachfragen im Jahr 2045 Werte zwischen 1003 TWh (O45-Strom) und 1272 TWh (O45-H2). Die Differenz zwischen den beiden Szenarien ist vor allem durch die Änderung der exogenen Wasserstoffnachfrage *in Deutschland* begründet. Für eine gute Vergleichbarkeit der beiden Szenarien ist die exogene Wasserstoffnachfrage im europäischen Ausland identisch.

Europa besitzt ökonomisch sehr attraktive und nutzbare Potenziale erneuerbarer Energien, die in beiden Szenarien in relevantem Umfang auch für die europäische Wasserstoffherzeugung zum Einsatz kommen. Dennoch kommt zu kleineren Anteilen Wasserstoff aus anderen Regionen der Welt.

Nennenswert ist hierbei, dass der Import erst im Zielsystem 2045 an Bedeutung gewinnt. Insgesamt sind die Importe nach Europa allerdings über den betrachteten Zeitraum hinweg als klein einzustufen (maximal 79 TWh in O45-H2), denn europäische Potenziale reichen in dieser gesamteuropäischen Optimierung aus, um den Großteil des benötigten Wasserstoffs ökonomisch konkurrenzfähig herzustellen. Der Vorteil geringerer Erzeugungskosten von Wasserstoff in anderen Weltregionen

wird in den hier vorliegenden Szenarien durch die Transportkosten für Wasserstoff nach Europa kompensiert.

Abbildung 19: Wasserstoffherzeugung zur Deckung der europäischen Nachfrage im Szenarienvergleich



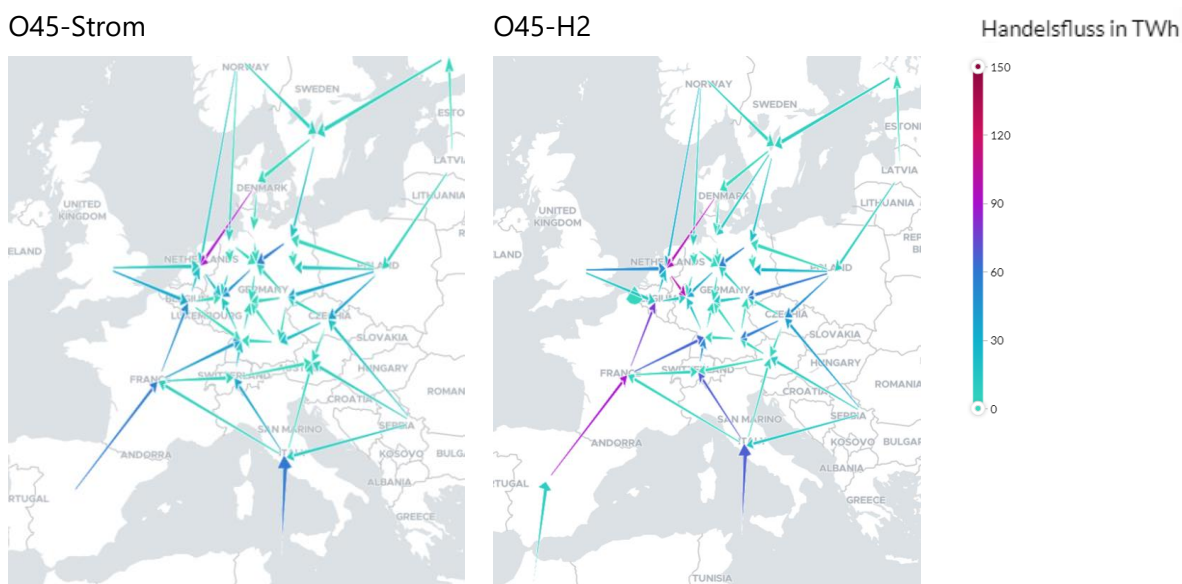
Quelle: Eigene Darstellung.

3.2.3.4 Europäischer Wasserstoffhandel: Handelsflüsse

Gemäß den in den beiden vorigen Kapiteln dargestellten Elektrolyseurkapazitäten und -standorte, sowie dem Export- und Importverhalten bzgl. Wasserstoff der Regionen, ergeben sich übergreifende europäische Wasserstoffhandelsflüsse.

Wie in vorangegangenen Szenarienrunden bezieht Deutschland Wasserstoff aus den Rändern Europas, wie in Abbildung 20 dargestellt. Im Wasserstoffszenario O45-H2 ergeben sich verstärkte Importströme nach Deutschland aufgrund der erhöhten Nachfrage. Dabei sind vor allem die Importe aus Südeuropa (aus Spanien über Frankreich, aus Italien, aber auch aus dem Balkan) stärker ausgeprägt.

Italien importiert Wasserstoff in beiden Szenarien aus der MENA Region per Pipeline, Spanien nur im Szenario O45-H2. (Spanien importiert keinen Pipelinewasserstoff); die baltischen Staaten und Finnland importieren flüssigen Wasserstoff per Schiffs.

Abbildung 20: Europäischer Wasserstoffhandel im Jahr 2045 im Szenarienvergleich

Quelle: Eigene Darstellung.

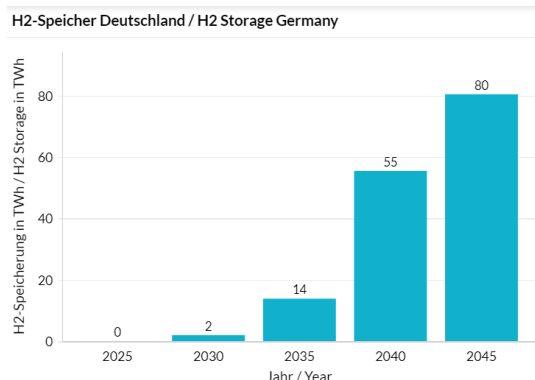
3.2.3.5 Wasserstoffspeicher

In beiden Szenarien entstehen – in Einklang mit vorherigen Szenariendebatten – in Europa und in Deutschland Wasserstoffspeicher in relevantem Umfang. Im Jahr 2045 werden europäische Speichervolumen von 223 TWh (O45-H2) bis 240 TWh (O45-Strom), sowie deutsche Speichervolumen von 76 TWh (O45-H2) bis 80 TWh (O45-Strom), erreicht. Das den Langfristszenarien zugrunde liegende Wetterjahr ist das Jahr 2010. Dieses Jahr war ein besonders herausforderndes Jahr für das Energiesystem. Es weist im Mittel und in der Spitze eine niedrigere Temperatur als Vergleichsjahre auf, was zu einem relativ hohen Wärmebedarf resultiert. Durch die Wahl dieses Wetterjahres wird sichergestellt, dass das Energiesystem und auch die Speicherbedarfe nicht unterdimensioniert werden. So sind auch Zeiträume enthalten, in denen durch länger anhaltende geringe EE-Erzeugung und gleichzeitig hoher Nachfrage die Wasserstoffspeicher besonders schnell entleert werden. So ein herausfordernder Zeitraum tritt in den Kalenderwochen 6 und 7 auf, innerhalb dieses der Füllstand im Szenariojahr 2045 von etwa 18 TWh in beiden Szenarien auf nahezu null fällt (vgl. Abbildung 24).

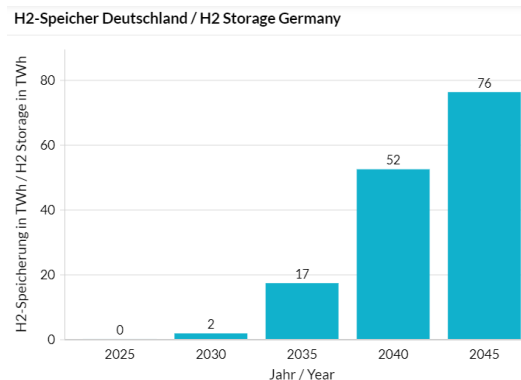
Der Bau von Wasserstoffspeichern ist somit unabhängig vom Szenario wichtig für das Energiesystem der Zukunft. Im Allgemeinen ist das benötigte Speichervolumen beim Hochlauf der Wasserstoffspeicher in beiden Szenarien sehr ähnlich, was in Abbildung 21 zu sehen ist. In beiden Szenarien sind die Speicher insbesondere ab 2040 sehr relevant für das Energiesystem.

Abbildung 21: Deutsche Wasserstoffspeicher im Szenarienvergleich

O45-Strom



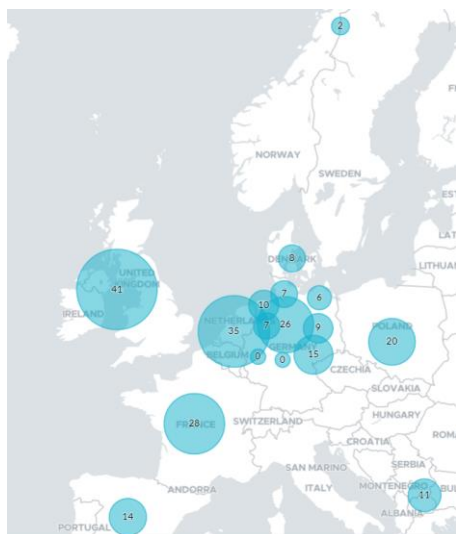
O45-H2



Quelle: Eigene Darstellung.

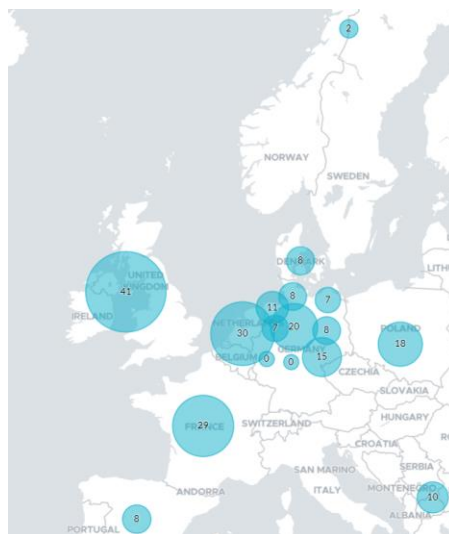
Abbildung 22: Verteilung der europäischen Wasserstoffspeicher im Jahr 2045 im Szenarienvergleich

O45-Strom



Gesamt: 240 TWh

O45-H2



Gesamt: 223 TWh

Angaben in TWh

Quelle: Eigene Darstellung.

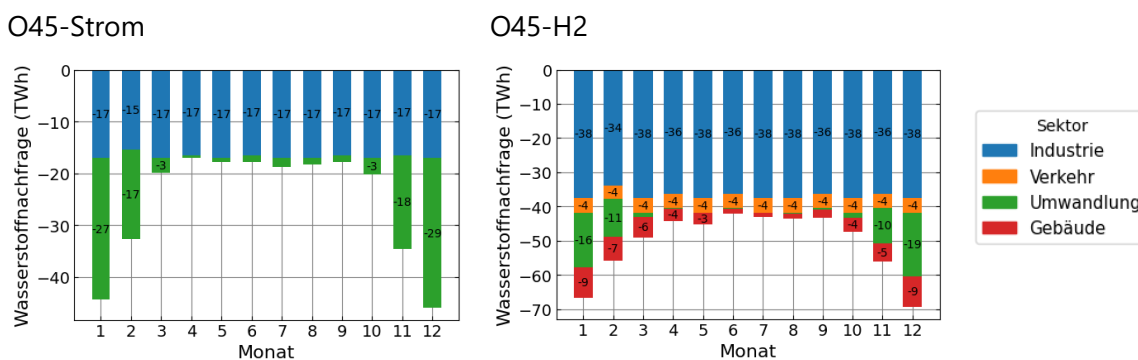
Bezüglich der geografischen Verteilung der Speichervolumina (siehe Abbildung 22) auf die europäischen sowie die innerdeutschen Regionen, wird erkennbar, dass neben Deutschland durchaus große Mengen an Wasserstoffspeichern auf den Britischen Inseln, in den Niederlanden sowie in Frankreich ausgebaut werden.

Innerhalb Deutschlands kann Wasserstoff aufgrund geologischer Vorkommen von Salzkavernen in den nördlichen und nordöstlichen Regionen gespeichert werden. In Süddeutschland entstehen keine Wasserstoffspeicher.

3.2.3.6 Saisonales Profil des Wasserstoffeinsatzes

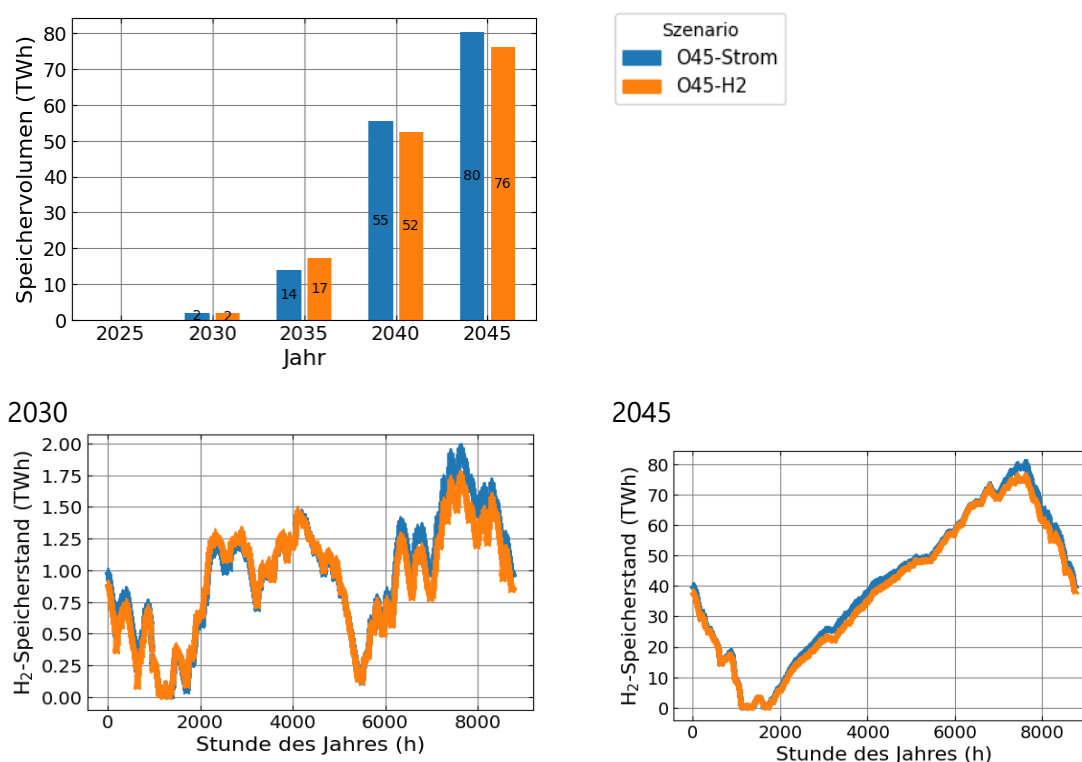
Wasserstoffkraftwerke für das Stromsystem und die Fernwärmeversorgung werden vor allem im Winter (Q1 und Q4 eines Jahres) betrieben, was in grün in Abbildung 23 für das Zieljahr dargestellt ist. In den Sommermonaten hingegen kommen sie kaum zum Einsatz. Da in O45-H2 weniger Wasserstoff im Umwandlungssektor eingesetzt wird, ist die Ausprägung der Saisonalität in den beiden Szenarien (bei insgesamt höherer Nachfrage in O45-H2) in derselben Größenordnung. Getrieben durch die Saisonalität der Wasserstoffnachfrage fällt der Speicherbedarf in beiden Szenarien in etwa gleich aus. In beiden Szenarien erfüllt Wasserstoff im Umwandlungssektor eine wichtige saisonale Speicherfunktion.

Abbildung 23: Saisonalität der Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2045



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 24 zeigt den Hochlauf sowie den Einsatz bzw. Füllstand der Wasserstoffspeicher. Gemäß diesem saisonalen Einsatzprofil (also unter Miteinbezug der anderen Wasserstoffnachfragen z. B. aus den Nachfragesektoren) wird deutlich, dass im Zieljahr 2045 ab Frühjahr mit beginnender Photovoltaikstromproduktion Wasserstoff vermehrt hergestellt und eingespeichert wird. Dieser Trend hält den gesamten Sommer über an. Im Winter übersteigt die Nachfrage nach Wasserstoff schließlich dessen Herstellung und aus den Speichern wird Wasserstoff entnommen.

Abbildung 24: Dispatch der Wasserstoffspeicher in Deutschland im Szenarienvergleich (2030 und 2045)

Quelle: Eigene Darstellung. Info: Es ist Modellannahme, dass zu Beginn jeden Jahres der Füllstand 50 % betragen muss.

3.2.4 Speichereinsatz im Vergleich

Es herrscht eine Konkurrenzsituation zwischen dem Ausbau verschiedener Flexibilitätsoptionen für das Energiesystem, wie beispielsweise zwischen Wasserstoffspeichern und Batteriespeichern.

Bei Betrachtung der Zyklenzahlen der beiden Speicheroptionen (Abbildung 25) wird – unabhängig vom Szenario – deutlich, dass sich die Anwendungsgebiete der beiden Speichertechnologien grundlegend unterscheiden.

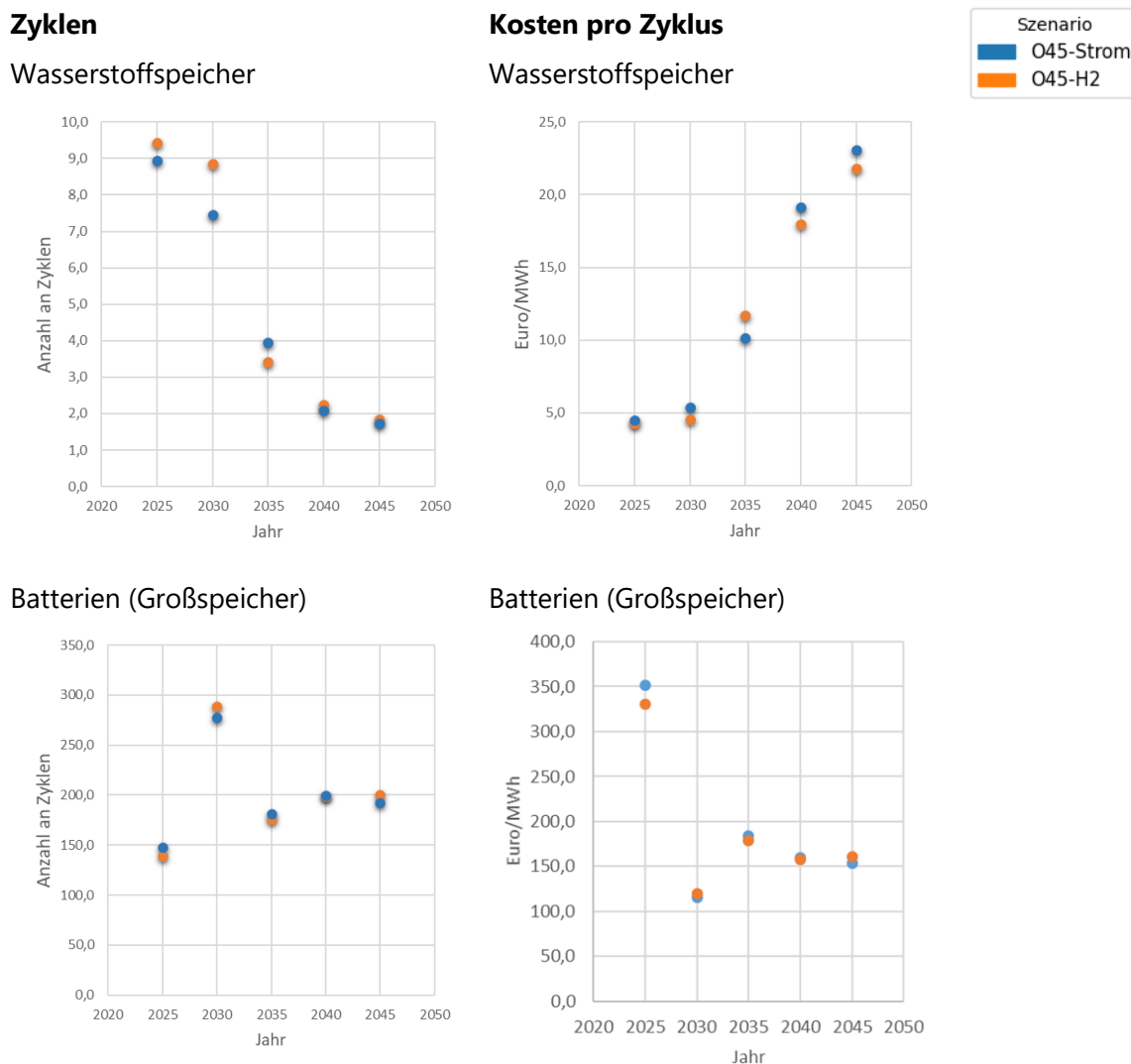
Die Anzahl der Zyklen der Wasserstoffspeicher, also wie oft ein Wasserstoffspeicher innerhalb eines Jahres genutzt wird, nimmt mit fortlaufender Zeit in der Modellierung ab. Über die Zeit hinweg variiert die Zyklenzahl zwischen 10 Zyklen (2025) und 1,8 Zyklen (2045). Doch auch schon im ersten Simulationsjahr 2025 liegt die Zyklenzahl sehr deutlich unter der von Batteriespeichern, da die Kosten pro Zyklus bei der Wasserstoffspeicherung wesentlich geringer sind.

Bei Batteriespeichern (deren Ausbau in diesen Szenarien durch Mindestbedingungen determiniert wurde) stabilisiert sich die Zyklenzahl in beiden Szenarien bei etwa 200 Zyklen pro Jahr, wobei vereinfachend in der Analyse lediglich Großspeicher berücksichtigt wurden. Diese geringe Zyklenzahl der Batterien wird im Bericht zu den dezentralen T45-Szenarien näher untersucht: Vor allem im Winter erreichen die Batteriespeicher nur wenige Zyklen, z.B. weil sie bei starker Windstromerzeugung in der Nacht nur teilweise entladen werden. Die niedrige Zyklenzahl, die sich hier in der Optimierung ergibt, demonstriert, dass die Batterien exogen (also nicht kostenoptimal) in das System gesetzt wurden. Bei einem modellendogenem Batteriespeicherausbau werden hingegen mehr Zyklen (> 300) erreicht. Die Kosten für die Speicherung pro verlagerten MWh zeigen eine sinkende Tendenz über die Jahre, bleiben jedoch auch langfristig deutlich über 100 Euro/MWh. Dies signalisiert, dass

Batteriespeicher trotz Kostenreduktionen weiterhin relativ teuer bleiben könnten im Vergleich zu anderen Speicherlösungen. Anzumerken ist hier jedoch, dass sich die Analyse ausschließlich auf die Kosten für die Speicherung fokussiert und nicht den potenziellen zusätzlichen Nutzen berücksichtigt, den Batteriespeicher durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen bieten könnten.

Die Speicherung von Wasserstoff ist somit konkurrenzfähig und aufgrund der geringen Kosten pro Zyklus. Im Gegensatz zu Batteriespeichern sind Wasserstoffspeicher für die saisonale Energieverlagerung geeignet.

Abbildung 25: Zyklenzahl und Kosten pro Zyklus für Speicher in Deutschland (2045)



Quelle: Eigene Darstellung

4 Schlussfolgerungen und Implikationen

Die vorgestellten O45-Szenarien beleuchten den Lösungsraum für ein Treibhausgasneutrales Deutschland in zwei Pfaden. Eine Entwicklung, die stärker auf Stromnutzung setzt und eine Entwicklung, die stärker auf die Nutzung von Wasserstoff setzt. Diese Szenarien stellen eine Aktualisierung der bereits veröffentlichten T45-Szenarien dar. Die Aktualisierungen betreffen Updates in den Rahmendaten, die Berücksichtigung aktueller Entwicklungen und auch die Modellierung. Dabei zeigen sich viele Ergebnisse der bisherigen Szenarien als robust.

- Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa werden das Rückgrat der Energieversorgung und dimensionieren das Energiesystem.
- Wasserstoffkraftwerke sichern die Stromerzeugung in Zeiten geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.
- Wasserstoffspeicher ermöglichen einen flexiblen Einsatz von Elektrolyseuren und versorgen die Kraftwerke im Winter.
- Deutschland ist, allerdings in reduzierter Form, weiterhin auf Energieimporte angewiesen. Ein Teil des benötigten Wasserstoffs kann auch national erzeugt werden
- Großwärmepumpen und Wärmespeicher sind wichtige Technologien für die Versorgung und Flexibilisierung der Wärmenetze.
- Der Ausbau der Stromnetze, insbesondere auch der Verteilungsnetze, ist ein zentrale Baustein für die Flexibilisierung des Energiesystems.

In diesem Update zeigen sich jedoch auch Veränderungen. Aufgrund der aktuellen Verzögerungen im Ausbau der Erneuerbaren Energien werden die kurzfristig notwendigen Ausbaugeschwindigkeiten für die Zielerreichung größer. Insgesamt steigt der Strombedarf der Szenarien an. Zentrale Ursachen hierfür sind ein höheres Aktivitätsniveau in der Industrie und Verzögerungen in der Energieeffizienz. Der Lösungsraum für die Nutzung von reinem Wasserstoff hat sich verkleinert, da die Nutzung im Energiesystem im Szenario O45-H2 deutlich geringer ausfällt.

5 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1	Modellverbund im Projekt.....	4
Abbildung 2	Positionierung der neuen Szenarien.....	5
Abbildung 3:	Endenergienachfrage in Deutschland im Szenarienvergleich.....	6
Abbildung 4:	Räumliche Verteilung der Nachfrage in Deutschland (2045).....	8
Abbildung 8:	Verzögerter Anstieg der Flexibilitätsoptionen im Verkehrssektor in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	12
Abbildung 9:	Vorgegebener Mindestausbau für Batterien	13
Abbildung 10:	Installierte Leistung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	15
Abbildung 11:	Stromerzeugung in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	16
Abbildung 12:	Batteriespeichervolumen im deutschen Stromsystem im Szenariovergleich.....	17
Abbildung 12:	Stationäre Batteriespeicher und V2G im deutschen Stromsystem im Szenariovergleich.....	18
Abbildung 13:	Abregelung im deutschen Stromsystem O45-Strom	19
Abbildung 14:	Leistung in Europa. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	20
Abbildung 15:	Stromerzeugung in Europa. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	21
Abbildung 16:	Europäischer Stromhandel im Jahr 2045 im Szenarienvergleich	22
Abbildung 17:	Wärmeerzeugung in Wärmenetzen in Deutschland. Vergleich der Szenarien 2025 bis 2045	25
Abbildung 18:	Wärmespeicher in Deutschland im Szenarienvergleich.....	27
Abbildung 19:	Wasserstoffherzeugung zur Deckung der deutschen Nachfrage im Szenarienvergleich	28
Abbildung 20:	Standorte der Elektrolyseure in Deutschland im Szenarienvergleich.....	29
Abbildung 21:	Wasserstoffherzeugung zur Deckung der europäischen Nachfrage im Szenarienvergleich	30
Abbildung 22:	Europäischer Wasserstoffhandel im Jahr 2045 im Szenarienvergleich.....	31
Abbildung 23:	Deutsche Wasserstoffspeicher im Szenarienvergleich.....	32
Abbildung 24:	Verteilung der europäischen Wasserstoffspeicher im Jahr 2045 im Szenarienvergleich	32
Abbildung 25:	Saisonalität der Wasserstoffnachfrage in Deutschland im Jahr 2045	33
Abbildung 26:	Dispatch der Wasserstoffspeicher in Deutschland im Szenarienvergleich (2030 und 2045).....	34
Abbildung 27:	Zyklenzahl und Kosten pro Zyklus für Speicher in Deutschland (2045).....	35