

Die Krux mit dem Gas - Was ein beschleunigter Ausstieg aus russischem Erdgas für unser Energiesystem bedeutet

Wolfgang Männer^[1](¹), Gerda Deac(¹), Christoph Kiefer(¹), Christoph Kleinschmitt(¹), Joshua Fragoso García (¹), Benjamin Lux(¹), Frank Sensfuß(¹)

(¹) Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Germany

¹corresponding Author: wolfgang.maenner@isi.fraunhofer.de (W. Männer)

Kurzfassung: Das Papier nimmt die öffentliche Diskussion über eine möglichst schnelle Beendigung der Abhängigkeit von russischem Erdgas auf. Im Rahmen einer Szenarioanalyse wird untersucht, wie sich ein schneller und möglichst umfassender Ausstieg aus der Erdgasnutzung in den Energienachfragesektoren auf die Zusammensetzung des Energieangebots in Deutschland auswirkt.

Keywords: Sektorkopplung, Power-to-X, Energieangebot, Modellierung

1 Einleitung

Erdgas stellt aktuell einen der wichtigsten Energieträger für den deutschen Primärenergieverbrauch dar. Hierzulande wird das fossile Gas zu großen Teilen zur Prozesswärme- und Dampferzeugung in der Industrie sowie zur Wärmeversorgung in Gebäuden eingesetzt. Zudem leisten Gaskraftwerke im Stromsektor einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit, um neben einem steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz die Stabilisierung zu garantieren. So bietet die Verwendung von Erdgas die Möglichkeit, nach dem 2011 beschlossenen Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie auch sukzessive den Ausstieg aus der Kohleenergie zu vollziehen. Erdgas gilt Berechnungen des UBA (2016) zufolge als klimafreundlicher als Kohle, dessen Ausstieg gesetzlich festgelegt bis spätestens 2038 erfolgen soll. Die Gesamtimportmengen an Erdgas nach Deutschland sind somit in den vergangenen Jahren stetig gewachsen, von etwa 890 TWh im Jahr 2007 auf etwa 1080 TWh in 2020. Gleichzeitig stieg die Abhängigkeit von russischem Erdgas. Stammten im Jahr 2007 etwa 43% der Erdgasimporte nach Deutschland aus Russland, betrug der russische Importanteil in 2020 bereits 55% (BP 2022).

Der von Russland geführte Angriffskrieg gegen die Ukraine am 24. Februar 2022 entfachte eine politische Debatte um ein Embargo gegen Gasimporte aus Russland. Dies stellt Deutschland nun vor eine zusätzliche Herausforderung, neben den gesetzlich festgelegten Zielen zum Klimaschutz die Energieversorgung zu gewährleisten. Die deutsche Bundesregierung verpflichtete sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) von 2019 zur Umsetzung des Pariser Abkommens von 2015, die mittlere globale Erwärmung seit vorindustriellem Zeitalter auf deutlich unter 2 °C und möglichst auf 1,5 °C zu begrenzen

(UNFCCC 2015). In 2021 wurde das KSG überarbeitet und die nationalen Ziele verschärft, wonach Deutschland bis 2045 THG-Neutralität erreichen soll. Als Zwischenziele sind u.a. die Einsparung der THG-Emissionen von mindestens 65% bis 2030 und mindestens 88% bis 2040 ggü. 1990 formuliert. Zusätzlich wurden jährliche Minderungsziele ausgewiesen für die einzelnen Sektoren Energiewirtschaft (Erzeugung und Umwandlung), Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges. Da nun ein vorgezogener Ausstieg aus der Erdgasnutzung in den Nachfragesektoren diskutiert wird, um die Abhängigkeit von russischem Erdgas möglichst schnell zu beenden, wirft das die folgende Forschungsfrage auf, welche in diesem Konferenzpapier adressiert wird:

Wie wirkt sich die Verschiebung der Nachfrage von Erdgas hin zu anderen Energieträgern auf das deutsche Energiesystem auf dem Weg zur THG-Neutralität aus?

Die Einsparmaßnahmen für den Erdgaseinsatz in den einzelnen Nachfragesektoren werden als vorgegeben betrachtet. Die Erdgasnachfrage wird dabei substituiert durch andere Energieträger. In diesem Papier werden die daraus resultierenden Verschiebungen im Energieangebotssektor analysiert. Dabei werden gekoppelt das Stromsystem, das Wasserstoffsystem und das Wärmesystem der Wärmenetze betrachtet. Diese umfassen die Erzeugung und Umwandlung der Energieträger zur Deckung der sektoralen Nachfrage sowie zur Bereitstellung der Flexibilität im System durch Sektorkopplung. Die Fragestellung wird mit Hilfe des Energiesystemmodells *Enertile* untersucht, dessen Aufbau und Spezifikationen nachfolgend beschrieben werden. Anschließend folgt die Beantwortung und Diskussion der Forschungsfrage im Rahmen einer Szenarioanalyse. Das Papier schließt mit einer Einordnung der Ergebnisse ins Gesamtbild des Energiesystems.

2 Methodik

2.1 Das Energiesystemmodell *Enertile*

Die Untersuchung der Forschungsfrage nutzt das am Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI entwickelte Energiesystemmodell *Enertile*, welches die Errechnung von kostenoptimalen Entwicklungspfaden des deutschen Energiesystems im europäischen Kontext bis zu einem THG-neutralen Zielsystem ermöglicht.

In *Enertile* wird das europäische Energiesystem als lineares Optimierungsproblem formuliert. Die Zielfunktion summiert die Annuitäten der Investitionen aller abgebildeten Erzeugungs-, Speicher- und Netzeinheiten, deren fixe und variablen Betriebskosten, die Brennstoffkosten sowie CO₂-Kosten. Die Entscheidungsvariablen sind der Ausbau und Einsatz aller Systemkomponenten (Erzeugung, Netze, Speicherung), welche das Ergebnis einem Kostenoptimum zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Wasserstoff zuführen. Eine detaillierte Beschreibung des Optimierungsmodells für das Stromsystem liefert Pfluger (2014). Aufbauend auf das initiale Strommodell enthält das Modell eine Abbildung des Wärmesektors (Deac 2019, Bernath et al. 2019) sowie innerhalb einer Multi-Bilanz-Struktur die Bilanzierung von Wasserstoff (Lux et al 2020), synthetischem Kohlenwasserstoffen (Lux et al. 2021) sowie der CO₂ Abscheidung (Lux et al. 2022).

Enertile hat eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung. In der Optimierung deckt das Modell in einem einzigen Modelllauf einen konsistenten Pfad in 5-Jahres-Schritten bis zu einem THG-neutralen Zieljahr in stündlicher Auflösung mit perfect Foresight ab. Die räumliche Auflösung für die Optimierung der Energieversorgung erfolgt meist auf Landesebene, aber die Aggregation kleiner und geografisch nahe gelegener Nationalstaaten und die Aufteilung von Ländern für eine detailliertere Analyse ist möglich.

Die zentralen Nebenbedingungen des Optimierungsproblems versichern

- die Deckung exogener und endogener Nachfragen nach Strom, Wärme und Wasserstoff in jeder betrachteten Region zu jeder Stunde eines betrachteten Jahres (sogenannte Bilanzgleichungen),
- den stündlichen Einsatz einer Kraftwerkseinheit innerhalb der Grenze seiner installierten Leistung,
- den Stromfluss zwischen zwei betrachteten Regionen innerhalb der maximalen Übertragungsleistung der entsprechenden Interkonnektoren,
- und den stündlichen Einsatz einer Speichereinheit innerhalb der Grenzen seiner technischen Parametrierung, d.h. die stündliche Einhaltung der Ein- und Ausspeicherkapazität sowie des minimalen und maximalen Speichervolumens.

Die Endenergienachfrage nach Strom, Wärme und Wasserstoff wird exogen vorgegeben. Zusätzlich benötigt *Enertile* diverse technische und ökonomische Daten als Eingangsparameter:

- Die einzelnen Systemkomponenten werden mit ihren spezifischen Investitionen und Betriebskosten, Wirkungsgrad sowie technischen Verfügbarkeit sowie genutzter Energieträger parametrieren.
- Für jede Erzeugungstechnologie und jedes Stützjahr werden die Bestandskraftwerke gleichen Typs und Energieträgers unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Laufzeit und ihrer technischen Eigenschaften pro Modellregion aggregiert und mit ihren kumulierten Kapazitäten und mittleren Wirkungsgraden abgebildet.
- Rahmendaten wie Energieträgerpreise, CO₂-Preise, Zinssatz sowie stündlicher Verlauf der Stromnachfrage werden als Eingangsdaten hinterlegt.
- Die zukünftige Entwicklung der techno-ökonomischen Parameter sowie einzelner Rahmenparameter wird im Rahmen der Szenariodefinition festgelegt.
- Die Potenzialberechnung zur Stromerzeugung durch erneuerbaren Energien werden vor der Optimierung auf Basis eines räumlich hoch aufgelösten GIS-Modells für die Technologien Freiflächen-PV, Aufdach-PV, Onshore-Wind, Offshore-Wind und solarthermische Kraftwerke (CSP) ermittelt. Unter Berücksichtigung der vorherrschenden Flächennutzung inklusive Restriktionen (Landwirtschaft, Wald, Mindestabstand zu Siedlungsflächen, Naturschutzgebiete, etc.) und dem Gelände (Hanglage, Bodenbeschaffenheit, etc.) werden für geeignete Gebiete Landnutzungsfaktoren ausgewiesen. Zusätzlich werden mit historischen Wetterdaten und den technischen Anlageninformationen eine Leistungsdichte pro Fläche für erneuerbare Energien ermittelt. Kombiniert ergeben sich stündlich aufgelöste technologiespezifische Stromerzeugungsprofile in regionalen Kacheln von 6,5 km mal 6,5 km zu ermitteln. Als Ergebnis stehen der *Enertile*-Systemoptimierung regionale

Kostenpotenzialkurven der einzelnen erneuerbaren Erzeugungstechnologien für den Ausbau von Kapazität zur Verfügung.

Darüber hinaus können politische Zielvorgaben, wie z.B. globale oder regionale CO₂-Reduktionsziele sowie spezifische Ausbauziele für erneuerbare Energien und ein zeitlich festgelegter Ausstieg aus konventionellen Technologien einbezogen werden.

Das Ergebnis der Optimierung durch *EnerTile* umfasst den kostenoptimalen Ausbau und stündlichen Einsatz erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke, sowie Speichereinheiten und Übertragungskapazitäten. Dies erlaubt die Ermittlung des Primärenergieeinsatzes, der daraus entstehenden THG-Emissionen sowie der Kosten des untersuchten Energiesystems.

2.2 Szenarioanalyse

In diesem Konferenzbeitrag wird die infolge der Energie- und Gaskrise aufgeworfene Frage nach den Auswirkungen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Erdgasnutzung aufgenommen und anhand eines entsprechenden Szenarios als Pfad in 5-Jahres-Schritten bis 2045 diskutiert. Die Analyse konzentriert sich auf den Umwandlungssektor in Deutschland im Kontext eines integrierten europäischen Energiesystems.

Die Beantwortung und Diskussion der Forschungsfrage erfolgt innerhalb einer Szenarioanalyse, bei dem zwei Szenarien *RedGas* und *Strom* miteinander verglichen werden. Die Szenariendefinition folgt dabei der im Projekt "Langfristszenarien" untersuchten Szenarien *T45-Strom* und *T45-RedGas* (Fraunhofer ISI 2022). Als Referenzszenario wird das Szenario *Strom* mit einer hohen Durchdringung der Elektrifizierung in den Nachfragesektoren definiert. Das Szenario *RedGas* basiert auf dem Szenario *Strom*, sieht jedoch eine reduzierte Nutzung von Erdgas in den Nachfragesektoren Verkehr, Industrie, Gebäude, Haushalte sowie Handel und Dienstleistungen vor. Die regionalisierten Energienachfragen für die Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und GHD/Geräte stammen aus vorgelagerten Sektormodellen.

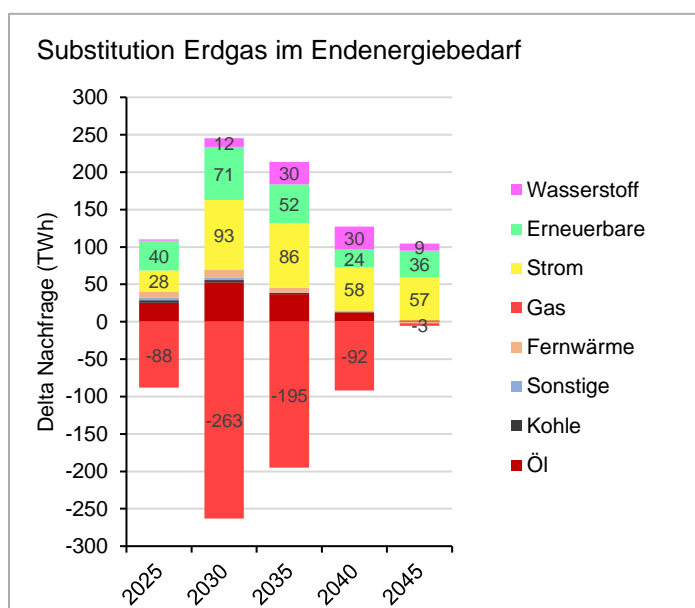


Abbildung 1: Veränderte Eingangsparameter für die Angebotsmodellierung im Szenarienvergleich. Dargestellt wird die Differenz der modellexogenen Endenergienachfrage in den Simulationsjahren 2025

bis 2045 des Szenarios RedGas im Vergleich zum Szenario Strom. Einer Verringerung der sektoralen Erdgasnachfrage (neg.) folgt eine Substitution durch andere Energieformen (pos.).

Da in der Szenariodefinition für das Szenario RedGas eine Einsparung in der Erdgasnutzung innerhalb der Nachfragesektoren vorgegeben ist, weichen die Nachfragemodelle auf andere Energieformen aus (vgl. Abbildung 1). Um die Sektorziele des KSG bis 2030 zu erreichen, erfordert ein beschleunigter Gasausstieg im Vergleich zum Szenario Strom (1) im Gebäudesektor kurzfristig einen extremen Ausbau von Wärmepumpen und (2) im Industriesektor eine Verschiebung der Nachfrage von Erdgas zu vor allem Strom, und neben anderen auch jene nach Wasserstoff. Die Mehrbedarfe dieser Energieformen gehen als modellexogene Parameter in das Angebotsmodell *Enertile* ein, welches die Deckung dieser veränderten Nachfrage optimiert. In beiden Szenarien wird ein THG-neutrales Zielsystem in 2045 ausgewiesen. Die Modellannahmen folgen der Einhaltung der Sektorziele in 2030 sowie der Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland. Gemäß der aktuellen nationalen Energie- und Klimapolitik (KSG 2019) werden in beiden Szenarien ein vollzogener Ausstieg aus der Kernenergie in 2025 und der schrittweise Ausstieg aus der Kohle bis 2038 umgesetzt. In 2045 dürfen keine fossilen Brennstoffe zur Strom- und Wärmeherzeugung verwendet werden. Insbesondere sind Konversionstechnologien auf Erdgasbasis nicht mehr Teil des Technologieportfolios.

Da der politische Zielkorridor für den Ausbau von PV und Wind in Deutschland bereits sehr ambitioniert ist, wird in der Angebotsmodellierung davon ausgegangen, dass der Strommehrbedarf für die direkte Nutzung sowie zur Produktion von grünem Wasserstoff im Szenario RedGas nicht durch einen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bereitgestellt werden kann. Die von der Bundesregierung im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG 2023) beschlossenen Ausbauziele für 2030 (215 GW PV, 115 GV Wind onshore, 30 GW Wind offshore) sind in Enertile als Bedingung fixiert und für das Simulationsjahr 2030 nicht Teil der Optimierung.

Brennstoff- und CO₂-Preise sind wichtige Eingangsparameter bei der Modellierung von Energiesystemen. Für den Börsenpreis für Erdgas wird ein Spitzenwert von 123 Euro/MWh in 2022 abgebildet, wie er zu Beginn des Krieges gegen die Ukraine vorgeherrscht hat. Es wird jedoch angenommen, dass dieser in der mittleren Frist stabilisiert auf 22 Euro/MWh ab 2025 und in der langen Frist ab 2035 weiter auf die Projektion aus dem World Energy Outlook 2022 (IEA 2022) von 12 Euro/MWh abfällt. Der für die Szenarien unterstellte CO₂-Preis liegt 2025 bei 100 Euro/t_{CO₂}, wächst bis 2035 auf 200 Euro/t_{CO₂} und beträgt ab 2040 300 Euro/t_{CO₂}.

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellierung zur kostenoptimalen Deckung von Erzeugung und Nachfrage der Energieformen Strom, Wärme und Wasserstoff im Szenariovergleich analysiert und diskutiert.

3.1 Stromsystem

Der dominierende Unterschied im Stromerzeugungssystem bis 2035 im Szenario RedGas verglichen mit dem Szenario Strom ist, dass zur Bereitstellung der gestiegenen Stromnachfrage wesentlich mehr Strom aus Erdgas erzeugt wird. Entscheidenden Einfluss

haben dabei die gesetzten Modellvorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien, welche eine Übererfüllung der als ambitioniert angesehenen aktuellen Ausbauziele nicht vorsehen.

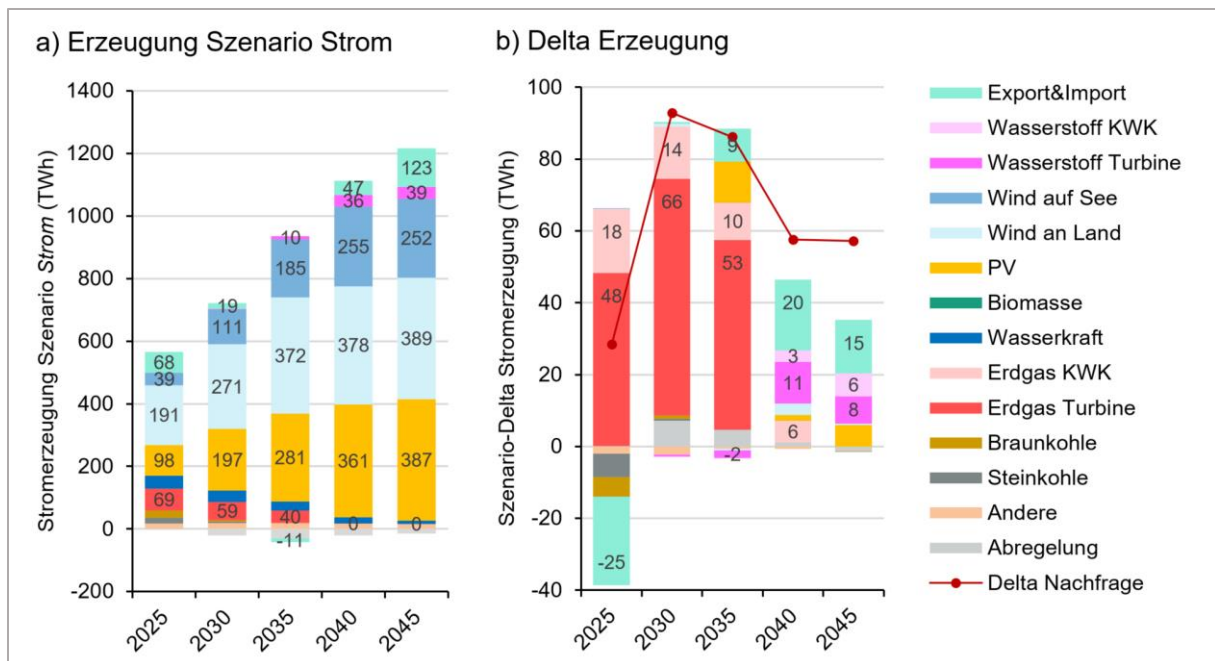


Abbildung 2: Optimierungsergebnis des Stromsystems in den Simulationsjahren 2025 bis 2045 im Szenariovergleich. a) Stromerzeugung im Referenzszenario Strom. b) Differenz der Stromerzeugung und Nachfrage (rote Linie) im Szenario RedGas im Vergleich zum Szenario Strom.

Da in beiden Szenarien in 2025 und 2030 die Ausbauten erneuerbarer Energien auf die gleichen Werte fixiert sind, weicht die Modellierung vor allem auf die Stromerzeugung durch Gaskraftwerken aus (vgl. Abbildung 2 b). So werden bis 2025 frühzeitig 22 GW zugebaut, um über die Laufzeit von 15-20 Jahren einen möglichst kosteneffizienten Einsatz zu ermöglichen. Kurzfristig werden dafür in 2025 die Stromimporte im Vergleich zum Szenario *Strom* deutlich reduziert (um 36%), auch die Verfeuerung von Kohle ist in 2025 im Vergleich um 30 TWh (28%) geringer. Aufgrund des angesetzten CO₂-Preises von 100 Euro/tCO₂ in 2025 werden ineffiziente Kohlekraftwerke mit somit hohen Emissionen teurer und aus dem System gedrängt. Die Erdgas-Verstromung steigt dagegen auf 135 TWh an und ist damit in 2025 um 96% höher und in 2030 um 137% höher als im Szenario *Strom*. Zudem hilft mittelfristig die reduzierte Abregelung von Wind- und PV-Energie, den Mehrbedarf an Strom zu decken.

Ab 2035 können weitere kosteneffiziente Potenziale für Freiflächen-PV genutzt werden und auch kostengünstige Strom-Importe reduzieren den Einsatz von Gaskraftwerken. Steigende Stromimporte gehen im Modell mit einem entsprechenden Anstieg der Stromproduktion in den exportierenden europäischen Ländern einher.

Ab dem Jahr 2040 baut das Modell im Szenario *RedGas* deutlich mehr Wasserstoff-Kraftwerke aus als im Szenario *Strom*. Über die Rückverstromung von Wasserstoff in den Wintermonaten wird vor allem der modellexogene Mehrbedarf an Strom für Wärmepumpen von in den Haushalten bedient. In geringerem Maße werden im Szenariovergleich weitere Wasserstoff-Kraftwerke mit Wärmeauskopplung ausgebaut, um direkt zusätzliche Wärme in die Wärmenetze einzuspeisen.

Es zeigt sich, dass die gestiegene Stromnachfrage im Szenario *RedGas* vor allem durch zusätzliche Gaskraftwerke gedeckt wird, wenn ein Ausbau erneuerbarer Energien gemäß gegenwärtiger deutscher Ausbauziele angenommen wird. Mittelfristig steigt die Bedeutung von Wasserstoff-Kraftwerken für die Bedienung der saisonal höheren Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung in den Haushalten.

3.2 Wasserstoffsystem

Die Reduktion der Erdgasnachfrage im Szenario *RedGas* führt in Teilen zu einer Substitution durch Wasserstoff in den Nachfragesektoren. Der Wasserstoffimport im Szenario *RedGas* nimmt deutlich zu, der Hochlauf der inländischen Produktion durch Elektrolyse ist jedoch weniger stark ausgeprägt als im Szenario *Strom* (vgl. Abbildung 3). Dies ist durch eine Verlagerung des inländischen Stromeinsatzes hin zur Deckung der sektoralen Nachfrage zu erklären, da der Strom in diesem Szenario aufgrund der höheren Nachfrage teurer ist. Der Mehrbedarf an Wasserstoff im Szenario *RedGas* sowie die geringere inländische Produktion werden durch Importe von Wasserstoff überwiegend aus europäischer Elektrolyse mithilfe günstigeren erneuerbaren Stroms ausgeglichen. Im Szenario *RedGas* wird im Gegensatz zum Szenario *Strom* auch Wasserstoff aus der Region Mittlerer Osten und Nord-Afrika (engl. MENA) importiert. In 2030 und 2035 kann Wasserstoff aufgrund der gestiegenen Importbedarfe in diesem Szenario kostenkompetitiv in der MENA-Region erzeugt und nach Deutschland transportiert werden. Im Jahr 2040 steigt der Importanteil von 20% im Szenario *Strom* auf 42% im Szenario *RedGas*, im Jahr 2045 steigt er im Szenariovergleich von 49% vs. 57%.

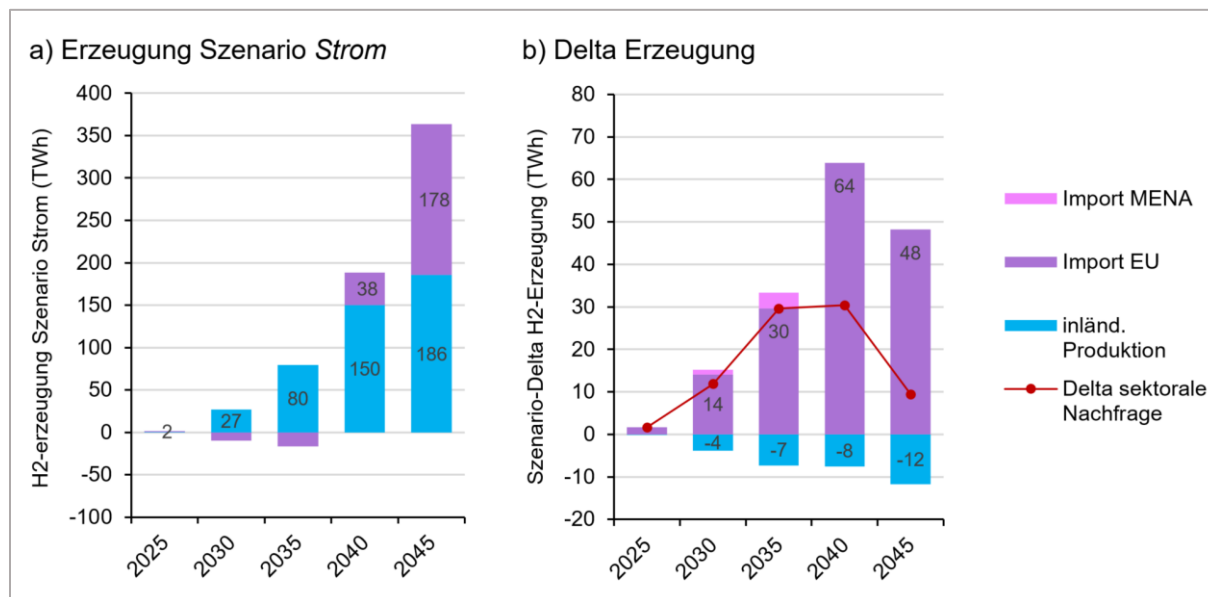


Abbildung 3: Optimierungsergebnis des Wasserstoffsystems in den Simulationsjahren 2025 bis 2045 im Szenariovergleich. a) Wasserstoffproduktion im Referenzszenario Strom. b) Differenz der Wasserstoffproduktion und Nachfrage (rote Linie) im Szenario *RedGas* im Vergleich zum Szenario Strom.

Wasserstoff dient auch als Speichermedium für die zeitliche Verschiebung der Stromerzeugung aus saisonal fluktuierenden erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage. Im Szenario *RedGas* nimmt diese Bedeutung von Wasserstoffspeichern als Flexibilitätsoption

für die Strombereitstellung zu, da mehr Wasserstoff im Umwandlungssektor benötigt wird, um die gestiegene Residuallast im Winter zu bedienen. So steigt in diesem Szenario bis 2045 der Mehrbedarf an Wasserstoff-Speichern 22 TWh an, was einer Steigerung von 30% im Vergleich zum Szenario *Strom* entspricht.

In 2025 wird Wasserstoff nur zur Deckung der sektoralen Nachfrage aus der Industrie benötigt. Die höhere Nachfrage nach Wasserstoff infolge der Einsparung von Erdgas im Szenario *RedGas* wird durch europäische Importe gedeckt. In den Simulationsjahren ab 2030 zeigt sich im Jahresverlauf des Einsatzes von Wasserstoff die Sektorkopplung und insbesondere die Bedeutung des Einsatzes von Wasserstoff-Speichern als saisonale Flexibilitätsoption. Im Frühjahr, Sommer und Herbst dienen Elektrolyse und Wasserstoffimporte dazu, die Wasserstoffnachfrage zu bedienen und die Wasserstoff-Speicher zu füllen. In den Wintermonaten übersteigt die Nachfrage nach Wasserstoff das Angebot aus Elektrolyse-Wasserstoff. Der gespeicherte Wasserstoff wird rückverstromt und hilft, die Stromnachfrage in Zeiten weniger ergiebiger erneuerbarer Energien zu decken.

Aufgrund der höheren Stromnachfrage zur Wärmeerzeugung in den Wintermonaten steigt nach 2025 im Szenario *RedGas* das Niveau der Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff deutlich an (im Jahresmittel +36% in 2045). Deshalb ist für dieses Szenario die Wasserstoff-Speicherkapazität in 2045 mit 96 TWh um 22 TWh größer zu dimensionieren als im Szenario *Strom*. Infolge des Rückgangs der inländischen Elektrolyse im Szenario *RedGas* sind gestiegene Nachfrage und Bedarf an Flexibilität durch Importe zu decken.

Insgesamt ist festzustellen, dass im Szenario *RedGas* die Substitution der Erdgasnachfrage durch Wasserstoff in der Angebotsmodellierung durch Wasserstoffimporte gedeckt werden muss. Vor allem aber entsteht eine zusätzliche modellendogene Nachfrage nach Wasserstoff als Flexibilitätsoption, welche saisonal zur Sektorkopplung (H₂-to-Power) genutzt wird, um die gestiegene Stromnachfrage zu bedienen.

3.3 Wärmesystem

Die Auswirkungen des Szenarios *RedGas* auf die Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen sind maßgeblich bestimmt durch den Ausbau der Kraftwerke mit Wärmeauskopplung. So wird in 2025 durch die zugebauten Gaskraftwerke des Szenarios *RedGas* mit zusätzlichen 14 TWh etwa 2,5x so viel Wärme aus Gas-KWK erzeugt wie im Szenario *Strom* (vgl. Abbildung 4). Damit verbunden wird aufgrund des angesetzten CO₂-Preises von 100 Euro/tCO₂ in 2025 analog zum Stromsektor die Nutzung von Steinkohlekraftwerken auch schneller aus dem Wärmesektor gedrängt und deren Wärmeauskopplung im Szenarienvergleich um 34% gesenkt. Im THG-neutralen Zielsystem 2045 unterscheidet sich der Erzeugungspark für die Wärmenetze durch einen stärkeren Ausbau von Wasserstoff-KWK-Anlagen für den Einsatz in den Wintermonaten. Weiterhin werden über alle Jahre hinweg elektrische Heizkessel weniger stark ausgebaut und eingesetzt, um die direkte Nutzung von Strom für die Wärmeerzeugung zu reduzieren. Um die Spitzenlast zu decken, werden stattdessen vermehrt Großwärmepumpen ausgebaut. Diese erzeugen in der Optimierung jährlich zwar vergleichsweise weniger Wärme, übernehmen jedoch deutlich höhere Spitzenlasten (137 GW im Szenario *RedGas* vs. 86 GW im Szenario *Strom*).

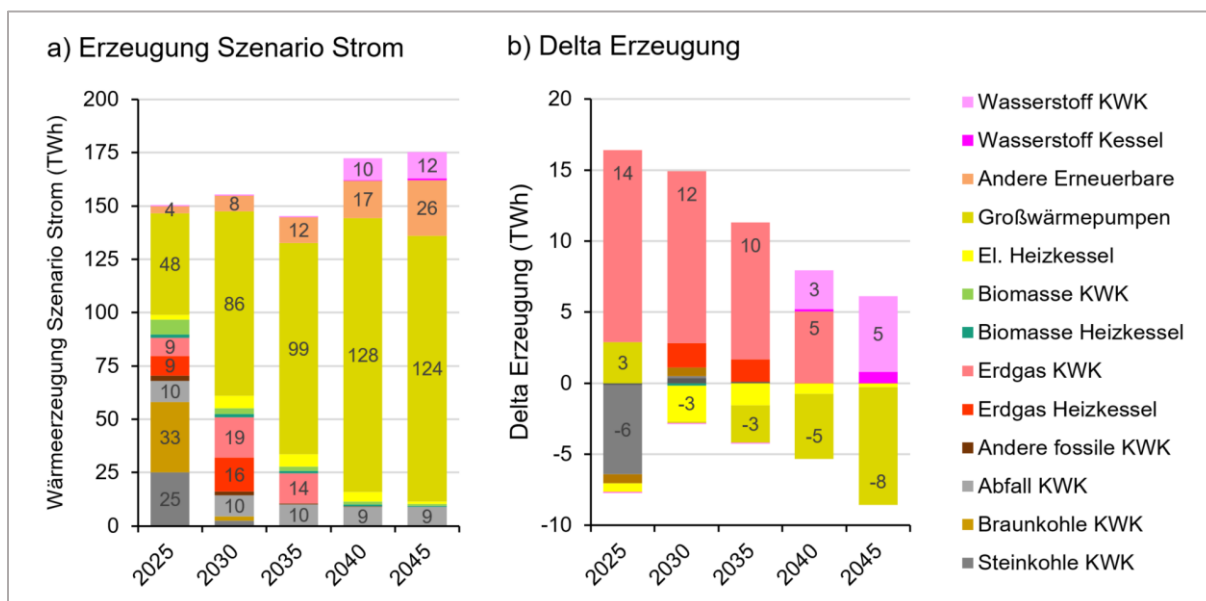


Abbildung 4: Optimierungsergebnis der Wärmeerzeugung in den Wärmenetzen in den Simulationsjahren 2025 bis 2045 im Szenariovergleich. a) Wärmeerzeugung im Referenzszenario Strom. b) Differenz der Wärmeerzeugung im Szenario RedGas im Vergleich zum Szenario Strom.

Der Unterschied beider Szenarien im Wärmesektor wird also hauptsächlich bestimmt durch die Wärmeauskopplung in zusätzlichen Gas- und Wasserstoff-KWK-Kraftwerken im Szenario *RedGas*. Zur Spitzenlastdeckung wird vermehrt Umgebungswärme in Wärmepumpen genutzt. Insgesamt sind die Auswirkungen auf das Fernwärmenetz im Szenario *RedGas* jedoch deutlich geringer als auf die Wärmeversorgung in den Haushalten in denen mittels dezentraler Wärmepumpen in den Simulationsjahren zwischen 2030-2045 ein Mehrbedarf von 133-164 TWh Wärme gedeckt wird. Dies hat jedoch nur Einfluss auf das Stromsystem, wie in Abschnitt 3.2 erläutert.

4 Zusammenfassung und Gesamtbild

In diesem Papier werden anhand eines Szenariovergleichs die Auswirkungen der Verschiebung der Nachfrage von Erdgas hin zu anderen Energieformen auf das deutsche Energieangebot auf dem Weg zur THG-Neutralität analysiert. Dazu wird das Energiesystemmodell *Enertile* eingesetzt, welches exogen vorgegebene Strom-, Wärme- sowie Wasserstoffnachfragen und die Energiebereitstellung durch einen kostenoptimalen Ausbau und Einsatz des Kraftwerkparcs und Infrastrukturen zur Deckung bringt.

Aufgrund des in der Modellierung fixierten EE-Ausbaus gemäß den deutschen Ausbauzielen, welche als ambitioniert angenommen und deshalb nicht übertroffen werden sollen, weicht die Kostenoptimierung zur Deckung des exogen vorgegebenen Mehrbedarfs an Strom im Szenario *RedGas* auf eine längerfristige und umfangreichere Nutzung von Erdgas im Stromsektor bis nach 2035 aus. Der Einsatz von teurem Strom für die inländische Wasserstoffproduktion wird zurückgefahren. Zusätzlich erhöht sich die modellendogene Wasserstoffnachfrage für eine Rückverstromung zur Bedienung des Mehrbedarfs an Strom in

den Wintermonaten. Somit wird in allen simulierten Jahren bis 2045 deutlich mehr Elektrolyse-Wasserstoff aus günstigeren erneuerbaren Strom importiert. Der Effekt auf die Wärmenetze ist bestimmt durch den Ausbau der Gas- und Wasserstoff-Kraftwerke mit Wärmeauskopplung.

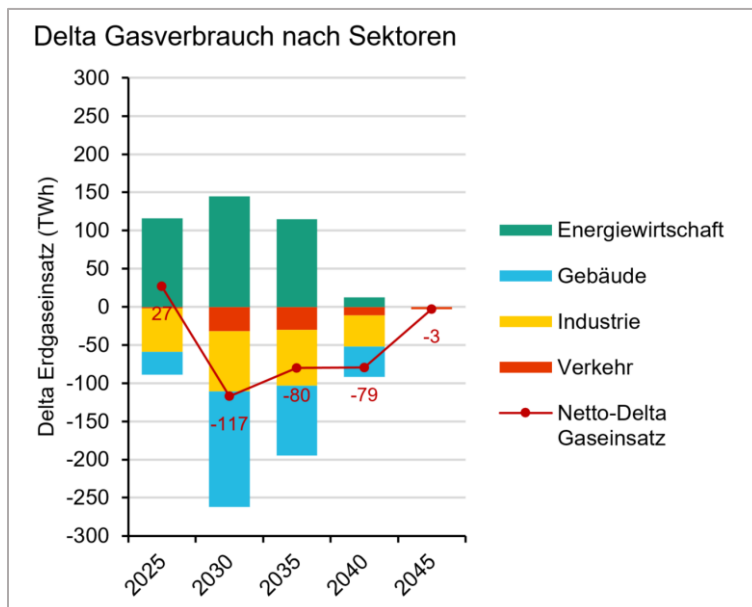


Abbildung 5: Veränderter Erdgaseinsatz in den Nachfragesektoren und Umwandlungssektor in den Simulationsjahren 2025 bis 2045 im Szenarienvergleich. Dargestellt wird die verringerte modelllexogene Erdgasnachfrage (neg.) in den Nachfragesektoren sowie der zusätzliche modellendogene Erdgaseinsatz (pos.) im Umwandlungssektor (Energiewirtschaft) des Szenarios RedGas im Vergleich zum Szenario Strom.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass eine beschleunigte Reduktion der Erdgasnutzung in den Nachfragesektoren einen umfangreichen Einsatz von Erdgas im Umwandlungssektor v.a. zur Deckung der höheren Stromnachfrage zur Folge hat. Dieses Modellergebnis ist getrieben von der Annahme, dass bis 2030 die derzeit geltenden Ausbauziele Erneuerbarer Energien nicht übererfüllt werden. Allerdings ergibt sich in den Jahren nach 2025 trotz eines Mehrbedarfes an Gas im Angebotssektor sektorübergreifend netto eine sehr deutliche Gaseinsparung von beispielsweise 117 TWh in 2030 (vgl. Abbildung 5). Stark forcierte Gaseinsparungen in den Energienachfragesektoren lassen sich durch Ausweichbewegungen im Energieangebot aber nicht vollständig realisieren.

5 Literatur

Bernath, Christiane (2023): Auswirkungen der Sektorkopplung von Strom und Wärme durch Wärmenetze auf das europäische Stromerzeugungssystem: eine modellbasierte Szenarioanalyse. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2023. Karlsruhe: KIT Scientific Publ.

BP statistical review of world energy 2021. BP Plc: London, UK.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2019): Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG.

Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2021): Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG.

Deac, Gerda (2020): Auswirkung der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt auf die künftige Integration der erneuerbaren Energien und die CO₂-Emissionen in Deutschland. Diss., 2019. (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 18).

Fraunhofer, ISI (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Fraunhofer ISI: Karlsruhe, Germany.

IEA (2022): World Energy Outlook, 2022.

Juhrich, Kristina (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt.

Pflugger, Benjamin (2014): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply. A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Zugl.: Karlsruher Institut für Technologie, KIT, Diss., 2013. Karlsruhe: KIT Scientific Publ.

UNFCCC (2015): Paris Agreement.