

Reduktion des Erdgasverbrauchs in Industrieöfen: Eine Abschätzung von Verhaltensänderungen durch die Energiekrise

Matthias Rehfeldt^{1*}, Frederike Bartels², Andrea Herbst¹, Tobias Fleiter¹, Marius Neuwirth¹

¹ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

² Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung PIK

*Matthias.Rehfeldt@isi.fraunhofer.de

Zentrale Fragestellung

Erdgas ist der zentrale Energieträger für die Erzeugung industrieller Prozesswärme in Deutschland. 2020 deckte es 33% der Gesamtenergienachfrage der verarbeitenden Industrie und 53% der Brennstoffe¹. In 9 von 14 Branchen erreichte die Nutzung von Erdgas gar über 65% der Brennstoffnutzung. Darunter bedeutende Grundstoffindustrien (Grundstoff- und sonstige Chemie, Gummi- und Kunststoffwaren, Glas und Keramik, NE-Metalle und Gießereien) aber auch weiterverarbeitende Industrien mit hoher Wertschöpfung (Metallbearbeitung, Maschinenbau, Fahrzeugbau)².

Diese Struktur des Energiebedarfs wird durch den Überfall Russlands auf die Ukraine und die daraus entstandene Energiekrise – sowohl in Form hoher Energiepreise als auch tiefer Unsicherheit bezüglich der Stabilität der Versorgung – grundsätzlich infrage gestellt. In allen gesellschaftlichen Bereichen werden Wege gesucht, die Abhängigkeit vom Erdgas zu reduzieren, darunter auch in der Industrie. Dies wird durch marktbasierende Reaktionen, staatlich inzentivierte Maßnahmen und gezielte Eingriffe realisiert

Neben der Reduktion industrieller Aktivität und erhöhter Energieeffizienz ist der Brennstoffwechsel zu anderen Energieträgern ein Teil der diskutierten und zum Teil bereits beobachteten (oft aber nur anekdotisch berichteten) Reaktionen³ auf diesen Handlungsdruck. In diesem Beitrag zur IEWT 2023 wird untersucht, wie ein Energiesystemmodell diese einzigartige Situation für den besonders vom Erdgas abhängigen Bereich der Industrieöfen beschreiben kann. Zentral dafür ist der Umfang und Qualität der Reaktion auf Preissignale – für diese existieren bislang keine verwertbaren empirischen Informationen. Basierend auf beobachteter Reduktion des Erdgasbedarfs⁴ werden hier Szenarien der zukünftigen Entwicklung erstellt. Dies kann – neben drängenden Fragen der Energiekrise – nicht minder wichtige Fragen der Transformation der Industrie zur Klimaneutralität adressieren. Insbesondere, wie die Bekämpfung beider Krisen sinnvoll verbunden werden kann.

Der Beitrag ist folgendermaßen strukturiert: Im ersten Abschnitt wird ein Überblick über die Preissignale und die Ausgangssituation der Erdgasversorgung gegeben, darin werden insbesondere die Beobachtungen der Erdgasverbräuche 2022 zugrunde gelegt. Im zweiten Abschnitt wird die zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung verwendete Methodik erläutert. Im dritten Abschnitt werden daraus errechnete mögliche Zukünfte des Erdgasverbrauchs der Industrie unter Variation der Reaktion auf Preissignale erläutert.

Ausgangssituation: Energiekrise und Einsparungen beim Gasverbrauch der Industrie 2022

Der europäische Erdgasmarkt war im Jahr 2022 geprägt durch außergewöhnliche Preisvolatilität und extreme, vorher nicht gekannte Preisspitzen. Bereits Ende 2021 begann diese Entwicklung vor allem getrieben durch reduzierte Gaslieferungen aus Russland und eine robuste Nachfrage in Europa und Asien nach der Corona-Pandemie.

Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine und den folgenden schrittweisen Drosselungen russischer Erdgaslieferungen nach Europa bis hin zum endgültigen Lieferstopp über Nord Stream 1, setzte sich diese Entwicklung fort. Kurzfristige Ersatzlieferungen - auch zum Befüllen der Gasspeicher für den Winter 2022/23 - mussten auf dem globalen LNG-Markt teuer beschafft werden, während gleichzeitig eine

¹ Endenergie ohne Fernwärme und Strom. Nur energetische Nutzung.

² AGEB 2020: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>

³ U.A.: <https://www.dw.com/de/wie-die-deutsche-industrie-gas-ersetzen-will/a-62642493>, <https://www.derstandard.de/story/2000138427987/staat-will-der-industrie-ausstieg-aus-gas-erleichtern>, <https://www.ihk.de/osnabrueck/innovation/energie/aktuelles/wechsel-zu-oel-und-co-worauf-sollten-unternehmen-achten--5619418>, https://www.kleinezeitung.at/wirtschaft/6161806/Von-Gas-zu-Oel_Fuer-Industrie-sind-noch-viele-Fragen-offen

⁴ Vergleichbar mit dem Ansatz in <https://www.econstor.eu/handle/10419/265522>

geringe Verfügbarkeit von Wasserkraft in Europa und Ausfälle der Kernenergie in Frankreich zu einer hohen Nachfrage nach Erdgas zur Stromerzeugung führten.

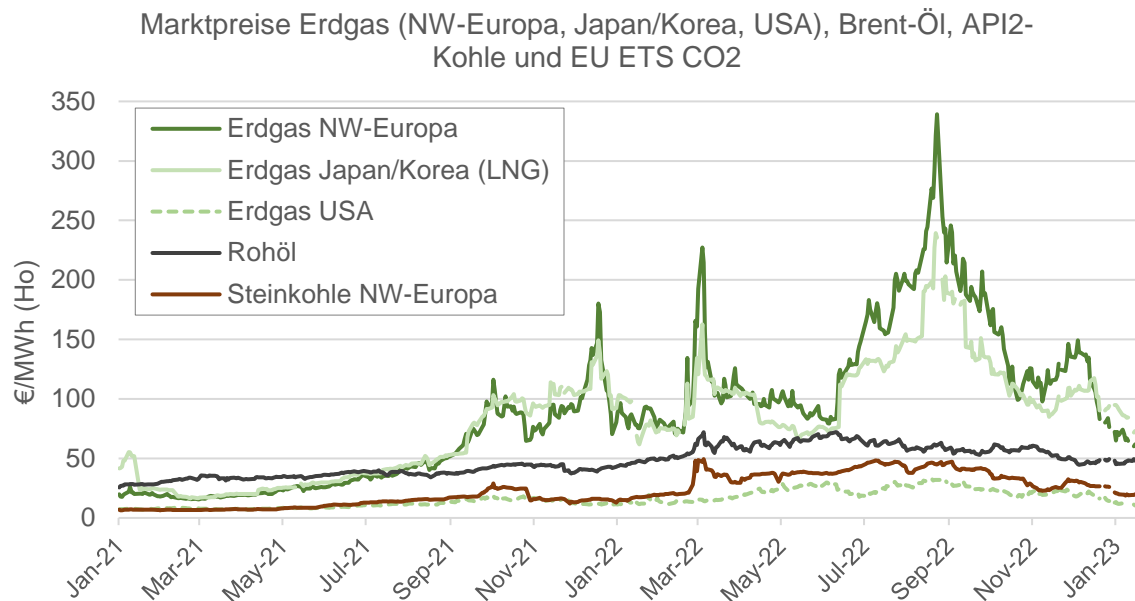


Abbildung 1: Energiepreisentwicklung in 2021/22

Quelle: Front Monat Futures; Erdgas NW-Europa = TTF (CME), Erdgas Japan/Korea (LNG) = JKM (Platts), Erdgas USA = Henry Hub (EIA), Rohöl = Brent Futures (ICE), Steinkohle NW-Europa = API2 Kohle (Argus-McCloskey), FX Dollar/Euro (Tullet Prebon).

Über das Jahr 2022 betrachtet stieg der Preis für Erdgas (Abbildung 1) mit im Schnitt gut 130 €/MWh annähernd auf das 10-fache gegenüber dem mittleren Preis in 2019 von etwa 14,50 €/MWh. Im August 2022 erreichte der Frontmonats-Kontrakt für Erdgaslieferungen nach NW-Europa mit Preisspitzen von über 300 €/MWh mehr als das 20-fache des durchschnittlichen Börsenpreises von 2019. Die Konkurrenz um verflüssigtes Erdgas (LNG) auf dem Weltmarkt zeigte sich im Jahresverlauf am ebenfalls deutlich gestiegenen Gaspreis für LNG-Lieferungen nach Japan, wogegen Erdgas in den USA, die ihren Gasbedarf durch eigene Förderung decken und Erdgas exportieren, für maximal das Vierfache des durchschnittlichen Preises in 2019 gehandelt wurde.

Eine deutliche Beruhigung der europäischen Gaspreise ist seit dem Herbst 2022 zu erkennen. Hintergrund sind die erreichten hohen Füllstände der Gasspeicher, die erfolgreiche kurzfristige Beschaffung von LNG für Europa, zusätzliche stabile Gaslieferungen aus Norwegen, relativ hohe Temperaturen im bisherigen Winter 2022/23 und deutliche Einsparungen bei den Haushalts- und Industrieverbrauchern. Im Dezember erreichten die Preise für Erdgas in NW-Europa (TTF, Frontmonatsprodukt) wieder das Niveau aus dem Herbst 2021, was immer noch dem Fünffachen des mittleren Preises im Dezember 2019 entspricht. Trotz der Erholung bleibt ein erneutes Ansteigen der Preise im Verlauf des Jahres 2023 nicht unwahrscheinlich, immerhin stammten 2022 noch 20% des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Russland, was in 2023 zusätzlich ersetzt werden muss (BDEW, 2022).

Auf die Gaskrise reagierten die Verbraucher in Deutschland mit deutlichen Einsparungen. So sank der Erdgasverbrauch im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr laut vorläufiger Zahlen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)⁵ um etwa 15%. Dabei ging der Erdgasverbrauch der privaten Haushalte um gut 15% zurück, was zum einen durch weniger Heizbedarf wegen der wärmeren Witterung in 2022 erklärt werden kann, zum anderen - vor allem in der zweiten Jahreshälfte - auch auf geändertes Heizverhalten als Reaktion auf die stark gestiegenen Erdgaspreise und die öffentliche Diskussion über notwendige Einsparungen zurückzuführen sein dürfte.

Die deutsche Industrie (inklusive der Industriekraftwerke) reduzierte ihren Gaseinsatz im Jahr 2022 um gut 14% gegenüber dem Vorjahr. Da die Witterung eine untergeordnete Rolle spielt und Industriekunden durch Marktpreissteigerungen weitaus direkter betroffen sind kann man von marktbasierenden bzw. preisgetriebenen Effekten ausgehen.

⁵ BDEW 2022: Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf

Anhand der vom deutschen Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) veröffentlichten aggregierten täglichen Gasverbrauchsdaten lässt sich zusätzlich der unterjährige Verlauf der Einsparungen von leistungsgemessenen Großkunden, zu denen die Industrie zählt, analysieren⁶. Durch die Kombination mit monatlichen Informationen zur Gasverstromung, u.a. ableitbar aus Daten der Energy Charts⁷, sind zudem Rückschlüsse auf die Einsparungen in der Industrie – inklusive wie auch ohne Industriekraftwerke – möglich (siehe Abbildung 2):

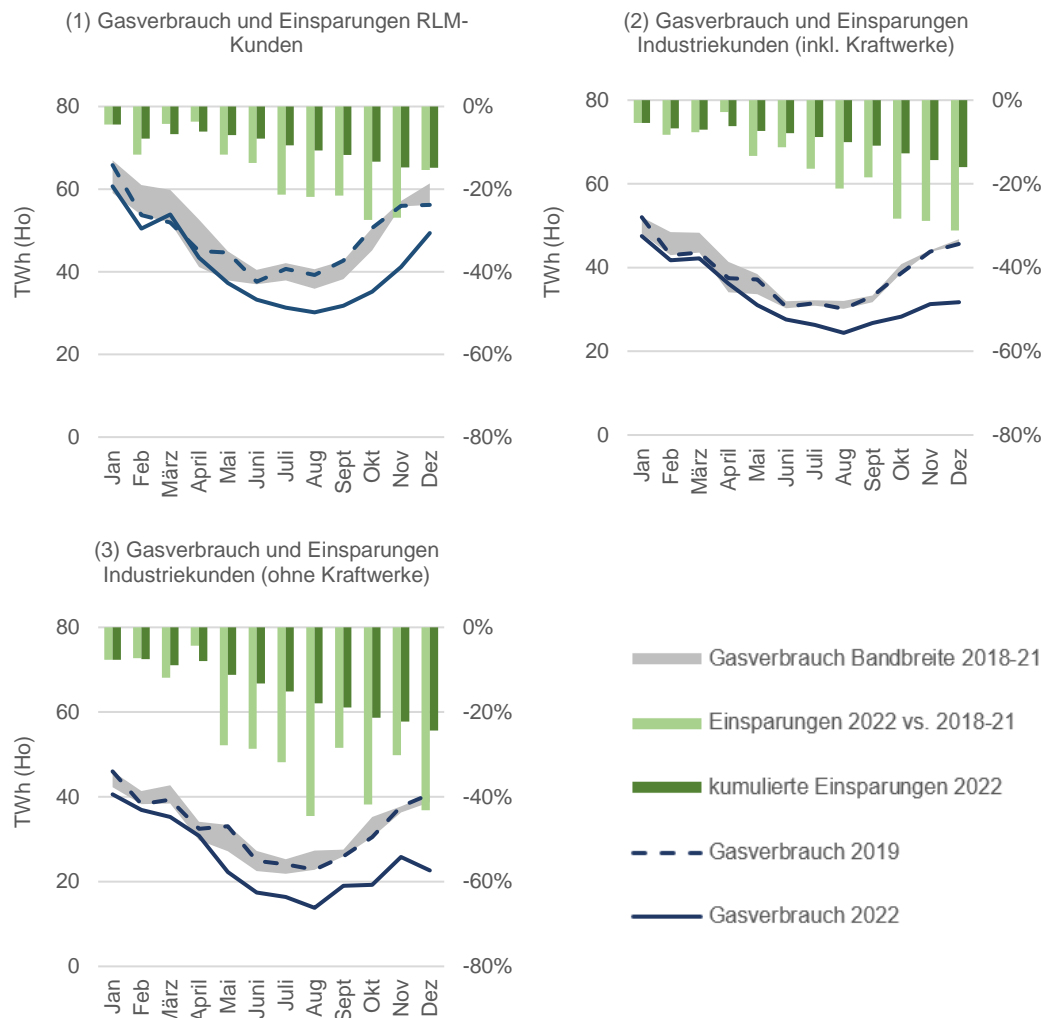


Abbildung 2: Gasverbrauch von RLM- bzw. Industriekunden in 2022 und Einsparungen

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der Daten zum aggregierten Gasverbrauch der RLM-Kunden der THE und Daten zur Nettostromerzeugung aus Erdgas laut Fraunhofer ISE, Energy-Charts.

Die THE veröffentlicht täglich den aggregierten Gasverbrauch der sogenannten leistungsgemessenen Kunden (RLM-Kunden = Kunden mit „registrierender Leistungsmessung“), der von den Gasnetzbetreibern gemeldet wird. Dabei handelt es sich um Großkunden aus Industrie und Gewerbe mit einem Jahresverbrauch größer 1,5 GWh. Darin sind die meisten Industriekunden inklusive der Industriekraftwerke, große Gewerbekunden und auch öffentliche Kraftwerke enthalten, wobei eine kundenscharfe Abgrenzung nicht möglich ist.

Einen Proxy für den Gasverbrauch der Industrie inklusive (bzw. ohne) Industriekraftwerke erhält man durch Abzug des Gaseinsatzes für die öffentliche (bzw. gesamten) Stromerzeugung, der wiederum auf

⁶ THE, Veröffentlichung der aggregierten Verbrauchsdaten, Stand 23.1.2023: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Transparenz/Aggregierte-Verbrauchsdaten#:~:text=Diese%20aggregierten%20Verbrauchsdaten%20beruhen%20auf,Daten%20t%C3%A4glich%20f%C3%BCr%20den%20Vortrag.>

⁷ Fraunhofer ISE, Energy Charts, Nettostromerzeugung in Deutschland: https://www.energy-charts.info/charts/energy/chart.html?l=de&c=DE&chartColumnSorting=default&year=-1&month=-1&stacking=stacked_absolute×lider=1

Basis der öffentlichen (bzw. gesamten) Nettostromerzeugung aus Erdgas unter der Annahme eines mittleren Wirkungsgrades von 0,5 abgeleitet werden kann.

Bereits anhand der Daten für Großkunden (Abbildung 2, (1)) lassen sich deutliche Gaseinsparungen im Februar und wieder ab Mai 2022 gegenüber dem Mittel der Jahre 2018-21 erkennen. Die größten Rückgänge beim Gaseinsatz sieht man im Oktober und November, mit mehr als 25% pro Monat. Schließlich gibt es einen leichten Rebound-Effekt im Dezember 2022, der sich insbesondere durch eine hohe Gasverstromung im Dezember erklärt. Im Gesamtjahr 2022 haben Großkunden etwa 15% Erdgas gegenüber dem Mittel von 2018-21 gespart.

Ein vergleichbares Bild ergibt sich beim Gaseinsatz der Industrie inklusive der Stromerzeugung in Industriekraftwerken (Abbildung 2, (2)). Ab Mai 2022 sind monatliche Einsparungen von mindestens 10% bis 30% pro Monat gegenüber dem mittleren Verbrauch in 2018-21 zu erkennen, wobei die Einsparungen im dritten Quartal mit etwa 30% pro Monat am größten sind. Über das gesamte Jahr 2022 belaufen sich die Einsparungen auf 16%.

Aussagen über die Effekte der Reduktion industrieller Aktivität, erhöhter Energieeffizienz und Brennstoffwechsel zu anderen Energieträgern im Bereich der Industrieöfen und insbesondere in der energieintensiven chemischen Industrie, lassen sich am besten auf Basis des Gaseinsatzes in der Industrie ohne Industriekraftwerke (Abbildung 2, (3)) treffen: Insgesamt sind die Einsparungen dort ab Mai 2022 gegenüber dem mittleren Verbrauch in 2018-21 wesentlich deutlicher: So ergibt sich über das Gesamtjahr 2022 ein Rückgang des Gaseinsatzes um 24% – in der zweiten Jahreshälfte sogar 37% gegenüber dem Mittel 2018-2021. Pro Monat werden in der zweiten Jahreshälfte zwischen 28% und 45% an Erdgas eingespart

Offensichtlich spiegelt der Rückgang des Gaseinsatzes in der Industrie die gestiegenen Preise und damit Kosten für Erdgas wider. Im Gegensatz zur Betrachtung der Großkunden inklusive Kraftwerke bleibt bisher ein Rebound-Effekt im Dezember aus. Offenbar findet trotz fallender Preise am Gasmarkt zum Ende des Jahres 2022 (noch) keine Rückkehr zum Vorkrisen-Gaseinsatz statt. Über die Gründe lässt sich spekulieren: (1) der Rückgang der Gaspreise reicht nicht aus, um die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes wiederherzustellen bzw. die Kosten zum wiederholten Wechsel des Energieträgers zu rechtfertigen (2) erreichte Verbesserungen bei der Energieeffizienz sind dauerhaft, (3) eine Reduktion industrieller Produktion bleibt im Sinne von Abwanderung an andere Standorte bestehen und / oder (4) das Vertrauen der Industrie in Erdgas als günstiger, verlässlich verfügbarer Rohstoff und Energieträger bleibt längerfristig beschädigt.

Methodik

Für die Berechnung des Endenergiebedarfs der Industrie wird das Energiesystemmodell FORECAST⁸ verwendet, welches auf den Energiebilanzen der AGEBA aufbaut. Es wird Deutschland betrachtet, die Methodik ist aber auf alle EU27 (+UK) anwendbar und bei Verfügbarkeit der entsprechenden Daten direkt übertragbar. Aufbauend auf Rehfeldt et al. 2018⁹ wird ein discrete-choice Ansatz verwendet, um die Energieträgerentscheidung auf Branchenebene zu simulieren. Diese Methodik wurde und wird in verschiedenen Beratungsprojekten und Studien eingesetzt und bildet eine Baseline des Erdgasbedarfs.

Kern der Modellierung ist die Definition einer Nutzenfunktion für die Bewertung von Energieträgern zum Einsatz in Hochtemperaturindustrieöfen (Gleichung 1). Diese beinhaltet als unabhängige Variable die Energieträgerpreise – maßgeblich für die Energieträgerauswahl ist die relative Differenz eines Energieträgerpreises zum Mittelwert – sowie preissensitive und konstante Parameter. Der preissensitive Parameter Alpha bestimmt darin die Stärke der Reaktion auf Preisdifferenzen. Der konstante Parameter Gamma bildet preisunabhängige Anteile der Energieträgerbewertung ab, wie vorhandene Infrastruktur, langfristige Lieferverträge, vorhandene Expertise, Gewohnheit und technisch bedingte Notwendigkeiten. Diese Aspekte sind im Allgemeinen schwer messbar und im Kontext des Parameters nicht voneinander zu trennen. In Gamma sind somit neben strukturellen auch Verhaltensaspekte codiert. Zu der Modellierung gehört ergänzend ein Parameter, der die Wechselgeschwindigkeit definiert (Gleichung 2). Dieser wird in allen Szenarien in Richtung einer erhöhten Geschwindigkeit angepasst – die hohen Einsparungen in 2022 sind sonst nicht abbildbar¹⁰.

⁸ Methodikbeschreibung FORECAST: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.09.005>

⁹ <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.179> .Darin wird ein Parameterset entwickelt, das die Energieträgerentscheidung anhand 20-jähriger Zeitreihen von Bedarf und Preissignal erklärt.

¹⁰ Vergleiche dazu Ausführungen und ermittelte Werte zur Wechselgeschwindigkeit in Rehfeldt et al. 2018.

Der errechnete wahrgenommene Nutzen des Energieträgers bestimmt seine Attraktivität, seinen Einsatz und schließlich den Gesamtverbrauch. Von den vier Erklärungsansätzen für einen beobachteten reduzierten Erdgasverbrauch (Preisniveau, Energieeffizienz, Produktionsrückgang, Vertrauensverlust) werden die mittleren beiden durch im Modell anderweitig abgebildete Daten repräsentiert, darunter Annahmen zur Entwicklung der physischen Produktion und modellendogene Effizienzsteigerungen. Die Wirkung des Preisniveaus wird über Alpha abgebildet. Der Erklärungsansatz des Vertrauensverlusts hingegen wird im Parameter Gamma einbezogen und bildet den Schwerpunkt der weiteren Untersuchung. Die entstehenden Parameterkombinationen sind in Tabelle 1 abgebildet.

$$U_{i,j} = \varepsilon_j * \left[\alpha_{i,j} * \frac{(p_i - \bar{p})}{\bar{p}} + \gamma_{i,j} \right] \quad (1)$$

Mit:

$U_{i,j}$ als wahrgenommener Nutzen des Energieträgers i in Sektor j

ε_j als Markthomogenität in Sektor j

$\alpha_{i,j}$ als Preissensitivität des Energieträgers i in Sektor j

p_i als Preis des Energieträgers i

\bar{p} als einfacher Mittelwert (ungewichtet) aller Energieträgerpreise

$\gamma_{i,j}$ als nicht-monetäre Kosten/Vorteile des Energieträgers i in Sektor j

$$\text{Share}(i, j, t) = \text{Share}(i, j, t - 1) + \delta * (\pi(i, j, t) - \text{Share}(i, j, t - 1)) \quad (2)$$

Mit:

$\text{Share}(i, j, t)$ als Marktanteil des Energieträgers i im Subsektor j im Jahr t

$\text{Share}(i, j, t - 1)$ als Marktanteil des Energieträgers i im Subsektor j im Jahr $(t-1)$

$\pi(i, j, t)$ als Wahlwahrscheinlichkeit des Energieträgers i im Subsektor j im Jahr t

δ als Diffusionsparameter ($0 < \delta < 1$)

Im Fokus dieser Untersuchung liegt der industrielle Erdgasbedarf. Im Zuge der Preissteigerungen von Erdgas in 2022 (Abbildung 3) entsteht bereits ein den wahrgenommenen Nutzen senkender Effekt – entsprechend der Parametrisierung durch Alpha, und dem Verhältnis zum mittleren Energieträgerpreis. Dies bedeutet auch, dass insgesamt steigende Energiepreise (Strom, Öl, Kohle) die Wirkung der Erdgaspreissteigerungen abmildern – wenn Energie insgesamt teurer wird, lohnt sich ein Energieträgerwechsel weniger, als wenn sich dies nur auf einen Energieträger beschränken würde. Die Wirkung dieses Einflusses ist in Szenario 0 dargestellt. In diesem verbleibt Gamma identisch zu Vorkrisenzeiten und dient damit als obere Begrenzung des Lösungsraums, an der keine strukturelle Änderung der Bewertung von Erdgas stattfindet.

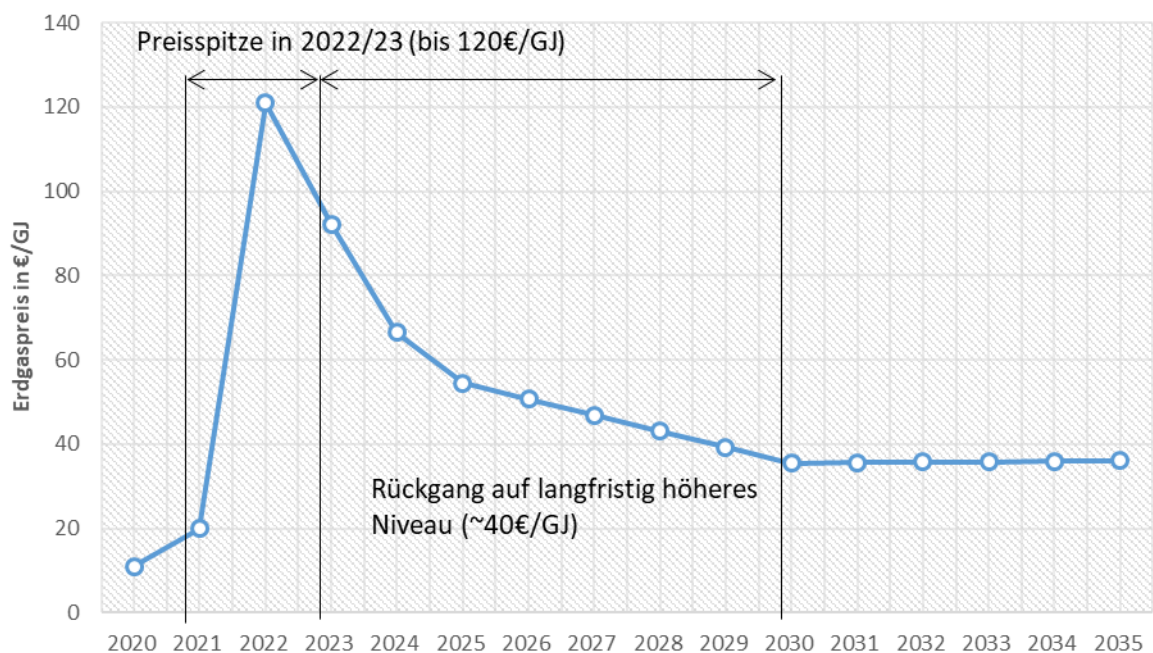


Abbildung 3: Angenommener Verlauf der Erdgaspreise in untersuchten Anwendungen

Quelle: Annahmen, basierend auf Beobachtungen (siehe Abbildung 2)

Eine Ergänzung zu Szenario 0 bildet Szenario 1. Dieses Szenario geht davon aus, dass sich die Bemühungen in 2022, möglichst schnell und drastisch die Erdgasnutzung zu reduzieren, verstetigen. Der Gamma-Wert für Erdgas wird ab 2022 auf 80% des bisherigen Wertes gesenkt und verbleibt dort bis 2035¹¹. Diese Anpassung basiert auf Expertenschätzungen – ohne Kenntnis der tatsächlichen Einsparungen – und dient als erste Schätzung.

Aufgrund fehlender subsektoraler (branchenspezifischer) Informationen wird Gamma für alle Branchen gleichförmig angepasst. Darüber hinaus wird in dieser Betrachtung nur jener Teil der Erdgasnachfrage untersucht, der in Industrieöfen entsteht (2021 waren das etwa 92 TWh (42%)). Der Rest entsteht in Dampferzeugung der Industrie 98 TWh (45%) und der Raumwärmeerzeugung 28 TWh (14%).

Tabelle 1: Parametrisierung der Szenarien

	Delta*	Gamma
Szenario 0	100%	100%
Szenario 1	100%	80%
Szenario 2a	130%	75%
Szenario 2b	200%	40%

* Änderung an Delta nur für 2022 und 2023. Anpassungen Gamma gleichförmig bis 2035.

Zur Überprüfung und Weiterentwicklung der Expertenschätzung in Szenario 1 wird in Szenario 2 auf die beobachtete Minderung des Erdgasverbrauchs der Industrie (Abbildung 2) in 2022 Bezug genommen (Szenario 2a: Gesamtjahr, Szenario 2b: 2. Jahreshälfte). Hierzu werden Gamma und Delta so angepasst, dass die Modellierung unter sonst zu Szenario 0 und 1 identischen Bedingungen den Erdgaseinsparungen in 2022 entspricht (siehe Tabelle 1). Die Änderung von Gamma repräsentiert damit einen (angenommenen) dauerhaften Vertrauensverlust in die Versorgungssicherheit des Energieträgers Erd-

¹¹ Ab 2035 wird in allen Szenarien eine Reduktion von Gamma unterstellt, die allerdings nicht als Reaktion auf die hier untersuchte Energiekrise, sondern der zur Bekämpfung des Klimawandels notwendigen Transformation der Industrie entsteht.

gas. Die zeitlich befristete Änderung von Delta (nur in 2022 und 2023) bildet die krisenbedingte kurzfristige Reaktion ab. Alle Szenarien basieren auf einem Grundszenario, in dem bis 2045 eine weitgehende Defossilisierung des Industriesektors stattfindet – entsprechend finden ab 2035 weitere, hier nicht dargestellte Parameteränderungen statt¹².

Ergebnisse

Im Ergebnis werden so vier Pfade für den – auf den Einflüssen in 2022 basierenden – Erdgasverbrauch in Industrieöfen erzeugt (Abbildung 4). Dabei dient das Jahr 2021 als Basisjahr der Modellierung und Vergleichsgröße der Erdgaseinsparungen. In 2021 starten alle Szenarien mit einem Erdgasbedarf von 92 TWh. Die weitere Entwicklung lässt sich in vier Phasen einteilen.

In Phase I (bis 2023) findet in allen Szenarien eine schnelle Reaktion auf die stärksten Preissignale (vgl. Abbildung 3) statt. In Szenario 0 sind diese rein preisbedingt, ohne Annahme von Verhaltensänderung – die tatsächlich beobachteten Einsparungen in 2022 (24% bzw. 37% im zweiten Halbjahr) werden in diesem Szenario nicht erreicht. Szenario 2a und 2b erreichen jeweils etwa diese Werte (22% und 35%), Szenario 1 (28%) liegt dazwischen¹³. Diese schnelle Reaktion entsteht als Kombination aus der Anpassung von Gamma und Delta (vgl. Tabelle 1) – dabei wirkt insbesondere Delta kurzfristig. In 2023 werden die Parameter von 2022 identisch übernommen. Damit endet Phase I.

Mit dem Rückgang der stärksten Preisspitzen (2024 Rückgang auf 50% des höchsten Ausschlags 2022) beginnt Phase II. In dieser wird Delta für alle Szenarien auf den Wert von 2021 zurückgestellt – die Veränderung von Gamma bleibt bestehen. Dies bedeutet, dass die Bewertung von Erdgas unter Berücksichtigung der veränderten Preissignale gleichbleibt, die Umsetzung der Bewertung aber langsamer stattfindet (also z.B. der Austausch der Erdgasbeheizung). Entsprechend verlangsamt sich in allen Szenarien der zuvor bestehende Trend, auch unterstützt durch das Absinken des Erdgaspreises auf ein neues Basisniveau. Dieses ist zwar deutlich höher als das Vorkrisenniveau, aber nur etwa 1/3 der höchsten Ausschläge. In Szenario 0 ist sogar eine Stagnation der Erdgaseinsparungen zu beobachten.

Dies setzt sich in Phase III fort, in der unter dem Eindruck eines stabilen Erdgaspreises die langfristig angenommenen Verhaltensänderungen wirken. In Szenario 0 steigt der Erdgasbedarf wieder an und erreicht ein bis zum Ende der Phase III (2035) stabiles Niveau um etwa 70% der Nutzung von 2021. Szenario 1 und Szenario 2a folgen einem langsam sinkenden Pfad (-1.3%/Jahr und -2,2%/Jahr) und erreichen 35% und 30% der Erdgasnutzung von 2021 in 2034. Dieser Entwicklung folgt auch Szenario 2b auf niedrigerem Niveau (12% der Erdgasnutzung von 2021 in 2034) und etwas schneller (-2,6%/Jahr).

Im Übergang zur Phase IV (Transformation) werden unter der Annahme klimapolitischer Entscheidungen (z.B. geringere Verfügbarkeit von Erdgas und Erdgasinfrastruktur, Einsatz ordnungsrechtlicher Instrumente) weitere Änderungen der Parameter der Erdgasattraktivität durchgeführt. Diese führen in Summe zu einem Erdgasanstieg. Diese sollen hier nicht weiter untersucht werden, sind aber für alle Szenarien identisch. Relevant ist für diese Betrachtung vor allem die durch die vorhergehende Entwicklung entstehenden unterschiedlichen Ausgangspositionen der Szenarien: Szenario 0 beginnt noch mit knapp 70% der Erdgasnutzung von 2021 die Transformation und weist dadurch bis 2045 eine mittlere Änderung von -6%/Jahr (davon -34% in den ersten drei Jahren) auf. Dieser Gradient ist vergleichbar mit dem der Jahre 2021-2023 dieses Szenarios (wenn auch deutlich geringer als der tatsächlich beobachtete) – die in Szenario 0 benötigte Transformation kann insofern als disruptiv bezeichnet werden. In Szenario 1 und Szenario 2a wird gegenüber Phase III nur eine geringe Beschleunigung der Erdgaseinsparung benötigt. Beide starten bei etwa 30% der Erdgasnutzung von 2021 und reduzieren diese mit etwa 3%/Jahr zwischen 2035 und 2045. In Szenario 2b ist der Erdgasanstieg 2035 bereits weitgehend vollzogen, tatsächlich verlangsamt sich die Ausstiegsgeschwindigkeit (-1,1%/Jahr).

¹² Siehe hierzu z.B. <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-aus-der-gaskrise/>, <https://ariadneprojekt.de/publikation/instrumente-fur-eine-klimaneutrale-industrie/>

¹³ Die erste Schätzung war also gar nicht mal so schlecht.

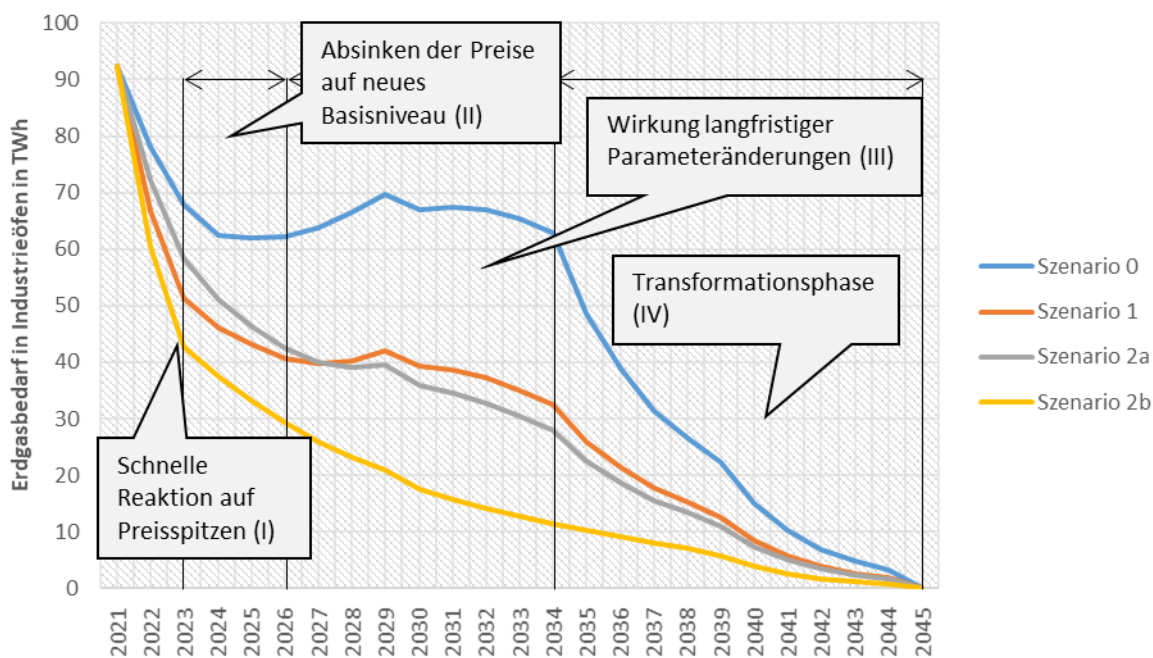


Abbildung 4: Erdgasbedarf für Industrieöfen in den untersuchten Szenarien

Quelle: Rechnung FORECAST Modell

Diskussion und Schlussfolgerungen

In diesem Beitrag zur IEWT 2023 wird anhand der beobachteten Erdgaseinsparung in Deutschland in 2022 eine veränderte Bewertung des Energieträgers Erdgas vermutet und die daraus erwartete Verhaltensänderung abgeschätzt. Dazu wird das Simulationsmodell FORECAST parametrisiert und szenariobasiert eine mögliche Entwicklung der Erdgasnachfrage in Industrieöfen und ihren Einfluss auf ein Transformationsszenario zur Erreichung der deutschen Klimaschutzgesetzgebung berechnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wahrnehmung von Erdgas – und die daraus entstehende Stärke und Beständigkeit der Wirkung der in 2022 beobachteten Preissignale – einen starken Einfluss auf den Umfang seiner Nutzung bis 2030 haben kann. Der berechnete Bedarf bewegt sich zwischen 70% (keine Verhaltensänderung) und 20% (Verhaltensänderung wie im 2. Halbjahr 2022, Szenario 2b) gegenüber dem Bedarf 2021.

Für den Übergang in ein defossilisiertes Zielszenario bedeutet dies, dass in Szenario 2b 2030 bereits eine weitgehende Substitution der Erdgasnutzung stattgefunden hat und ein linearer und flacher Pfad zum vollständigen Ausstieg möglich ist. Der stärkste Gradient der Änderung ist in diesem Szenario in 2022-2023 zu beobachten (etwa Halbierung der Erdgasnutzung gegenüber 2021 bis 2023). In Szenario 0 ohne Verhaltensänderung – in dem Erdgas nach Rückgang der stärksten Preissignale wieder in höherem Umfang attraktiv wird – entsteht der stärkste Gradient der Erdgasnutzung 2035, beim Übergang zu verstärkten Transformationsanstrengungen.

Dies kann so interpretiert werden, dass eine fehlende nachhaltige Verhaltensänderung und damit eine mittelfristige Rückkehr zur historisch beobachteten Erdgasnutzung die Gefahr birgt, eine weitere Erdgaskrise mit vergleichbarer (oder, je nach Zeitpunkt, größerer) Umwälzung der Energieträgernutzung im Verlauf der 30er oder 40er Jahre zu begünstigen – sofern die für die Bewältigung der Klimakrise notwendige Transformation umgesetzt wird. In den Szenarien mit nachhaltiger Verhaltensänderung besteht das Potential einer deutlich stetigeren Entwicklung – mit Raum für Planungssicherheit und Nischen der Erdgasnutzung. Die beobachteten Erdgaseinsparungen können also dafür genutzt werden, zu erwartende Schmerzen der Transformation zu reduzieren – insbesondere jene der Energiekrise nicht zu wiederholen.

Die dargestellten Ergebnisse basieren auf einer in mehreren Bereichen unvollständigen Datenlage. Zwar sind die vom THE erfassten Verbrauchsdaten für das Jahr 2022 vollständig, ihr Detailgrad ermöglicht aber keine Unterscheidung der Erdgasnutzung nach industriellem Subsektor und konkreter Anwendung (z.B. Einsatz in Industrieöfen, zur Dampferzeugung oder stoffliche Nutzung). Die Modellierung ar-

beitet daher mit der unsicheren Annahme, die beobachteten Einsparungen ließen sich auf alle Anwendungsbereiche gleichmäßig übertragen. Es ist zu erwarten, dass in den nächsten Jahren weitere Datenquellen (z.B. nationale und europäische Energiebilanzen) verfügbar werden, die diese Lücke zum Teil auffüllen und weitere Differenzierungen ermöglichen können. Dies ist insbesondere für die Bewertung der sich aus der Energiekrise ergebenden Auswirkungen auf Transformationspfade relevant.

Die verwendete Methodik unterteilt die Nutzenbewertung der Energieträger in einen linear preissensitiven und einen konstanten Anteil und ermöglicht so die Zuordnung von erwarteten Effekten der Preissignale. Dabei sind grundsätzlich auch weitere Ausdifferenzierungen denkbar. Darüber hinaus sind die langfristigen Effekte im konstanten Parameter Gamma nur in Kombination mit dem kurzfristig wirkenden Parameter der Wechselgeschwindigkeit Delta für die Rekonstruktion der Erdgaseinsparungen 2022 geeignet. Diese Herausforderung wird dadurch verstärkt, dass historische Parameter zwar aus Beobachtungen ableitbar sind, aber keine Erkenntnisse über ihre Veränderung unter dem Eindruck starker Preissignale oder anderer disruptiver Entwicklungen vorliegen. Die Ableitung einer plausiblen Kombination der Parameter ist daher herausfordernd und nicht unmittelbar zwingend – es existieren viele daraus ableitbare Pfade. In diesem Beitrag wurden nur einige beispielhafte gezeigt, die anhand weiterer Beobachtungen geprüft werden müssen (z.B. längere Zeitreihen).

Die Auswertung umfasst hier nur die Erdgasnutzung. Weitere Ergebnisse zeigen aber auch, dass die Reduktion der Erdgasnutzung mit einem Wechsel auf andere – darunter auch fossile – Energieträger einhergeht. Die Folgen für die Transformationspfade zu einer klimaneutralen Industrie müssen weiter untersucht werden. Eine mögliche Forschungsfrage wäre, ob ein kurzfristiger Wechsel zu z.B. Biomasse und Öl mit einer Transformation kompatibel ist oder möglichst unmittelbar verhindert werden sollte. Auch der Einfluss steigender Erdgasangebotsmengen durch den Ausbau von LNG-Kapazitäten sind unsicher (obgleich durch den langfristig höheren Erdgaspreis im Szenario grundsätzlich berücksichtigt).

Wir schlussfolgern, dass –unter den genannten Einschränkungen und Unsicherheiten – die Möglichkeit besteht, die beobachteten Erdgaseinsparungen mit einer grundsätzlichen Verschiebung der Bewertung von Erdgas als Energieträger in der deutschen Industrie in Einklang zu bringen. Dies könnte auf Transformationspfade, politische Maßnahmen und wirtschaftliche Entwicklungen Einfluss nehmen – zum Beispiel durch Substitutionseffekte mit anderen (fossilen) Energieträgern oder den Ausbau von Energieinfrastrukturen (Elektrifizierung, Wasserstoff, LNG).