

**FAHRPLAN GASWENDE –
TECHNO-ÖKONOMISCHE ANALYSE VON PFADEN ZU
EINER KLIMANEUTRALEN UND FLEXIBLEN GASVERSORGUNG
IM INTEGRIERTEN ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT**

PROJEKTDOKUMENTATION

Hans Christian Gils, Johannes Schaffert, Max Fette, Jens Schmugge,
Leander Kimmer, Roland Meyer, Hedda Gardian

Dezember 2025

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Ansprechpartner:

Hans Christian Gils
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme
Curiestr. 4, 70563 Stuttgart
hans-christian.gils@dlr.de

Max Fette
Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM)
Wiener Straße 12, 28359 Bremen
max.fette@ifam.fraunhofer.de

Johannes Schaffert
Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)
Hafenstraße 101, 45356 Essen
johannes.schaffert@gwi-essen.de

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

Empfohlene Zitierung dieses Dokuments:

Gils, Hans Christian; Schaffert, Johannes; Fette, Max; Schmugge, Jens; Kimmer, Leander; Meyer, Roland; Gardian, Hedda (2025) Fahrplan Gaswende – Techno-ökonomische Analyse von Pfaden zu einer klimaneutralen und flexiblen Gasversorgung im integrierten Energiesystem der Zukunft, Projektdokumentation, DOI: 10.5281/zenodo.17987399.

Das Vorhaben *Fahrplan Gaswende* wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit dem Förderkennzeichen 03EI1030.

Zusammenfassung

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft stockt und die Unsicherheit über die Marktentwicklung lässt potenzielle Erzeuger, Infrastrukturbetreiber und Verbraucher von Wasserstoff zögern. Während grüner Strom kontinuierlich günstiger wird, sind Wasserstofftechnologien noch an einem frühen Punkt der Erfahrungskurve. In der aktuell herausfordernden wirtschaftlichen und politischen Lage erscheinen die in der nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr 2030 gesetzten Ziele zunehmend unerreichbar. Damit stellt sich erneut und weiterhin die Frage, wie die Ziele zur Klimaneutralität über alle Sektoren hinweg erreicht werden können und die Langzeitspeicherung zukünftig realisiert werden kann. Dass Wasserstoff und seine Derivate dazu einen Beitrag leisten müssen ist unbestritten, aber in welchem Maße und auf welchem Pfad bleibt offen. Eng damit verknüpft sind die Fragen nach den erforderlichen Infrastrukturen, aber auch dem für die Investitionen und den Betrieb der Anlagen benötigten regulatorischen Rahmen.

An diesem Punkt setzt das Forschungsvorhaben *Fahrplan Gaswende* an. Dessen Fokus lag auf der Bestimmung der Rolle erneuerbarer Gase entlang des Pfades zu einem klimaneutralen Energiesystem. Betrachtet wurden dabei die Transformation und künftige Nutzung der Gasinfrastrukturen, die Wechselwirkung mit anderen Sektoren sowie die dafür notwendige Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens. Um dies zu ermöglichen, war es nötig, sowohl die Sicht des Gesamtsystems (gesamtwirtschaftlich optimierende Modellierung) als auch die Akteurssicht (betriebswirtschaftliche Untersuchung) zu berücksichtigen. Zu diesem Zweck wurden die bestehenden Energiesystemmodelle REMix und MuGriFlex erweitert und angewendet. Grundlage der Modellierung war die Erfassung und Einbindung der Bestandsanlagen sowie aktueller techno-ökonomischer Parameter und Entwicklungsprognosen für Wasserstofftechnologien. Die in diesem Bericht vorgestellten Projektergebnisse geben Hinweise darauf, welche Technologien unter welchen Bedingungen, wann und in welchem Umfang gebraucht werden und welche regulatorischen Anpassungen zur Erreichung eines kostenoptimalen Zielbilds nötig sind.

Die Analyse der Infrastrukturtransformation im gekoppelten europäischen Energiesystem erforderte eine umfangreiche Weiterentwicklung von REMix. Diese umfasst unter anderem die Option der Umrüstung von Bestandsanlagen von Erdgas auf Wasserstoff sowie die Ergänzung weiterer Technologien, darunter die Dampfreformierung sowie Importterminals für Wasserstoff. Weiterhin wurden aktualisierte Rahmenszenarien für die Nutzung im Modell verarbeitet. So wurden drei Storylines zur zukünftigen Nachfrage verschiedener Energieträger (Strom, Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) implementiert. Auf diese Szenarien und die Jahre 2030, 2040 und 2050 wurde REMix angewendet, um den Infrastrukturbedarf von erneuerbarer Stromerzeugung, flexibler Sektorenkopplung und insbesondere der Transformation des europäischen Gassystems aus Sicht der gesamtwirtschaftlichen Optimierung zu untersuchen.

Die Analysen von REMix zeigen, dass Europa einen hohen Anteil an Eigenversorgung mit Wasserstoff und Methan erreichen kann. Dazu tragen die Flexibilität der Sektorenkopplung und die Nutzung erneuerbarer Energiequellen bei. Die Ergebnisse bestätigen, dass es nur bedingte Konkurrenz- und Verdrängungseffekte zwischen den verschiedenen Optionen der flexiblen Sektorenkopplung gibt. Die Erzeugung von Wasserstoff konzentriert sich in Regionen mit hohen Kapazitätsfaktoren für Wind- und Photovoltaik-Strom. Importe von außerhalb Europas erfolgen Pipeline-basiert und sind stark abhängig von den Preisen an der geographischen Systemgrenze. Wasserstoffnetze dienen der Versorgung von

Mitteleuropa und verbinden die Nachfragezentren mit den Erzeugungs- und Speicherstandorten. Der Bau von Wasserstoffpipelines erfolgt überwiegend durch die Umwidmung bestehender Gaspipelines, während ein Neubau nur ergänzend erfolgt. Die optimale Netztopologie ergibt sich aus den jeweiligen Erzeugungsorten und Importrouten, die stark von den Szenarienannahmen zur Nachfrageentwicklung, Importkosten und möglichen Importrouten abhängen. Deren Vielfalt führt zu deutlichen Unterschieden in der Netzstruktur. Die Nutzung des Gastransportnetzes nimmt bis 2050 um über 90 % ab, während Biomethan überwiegend innerhalb der Erzeugungsregionen genutzt wird. Für die Speicherung von Wasserstoff kommen ausschließlich umgerüstete Erdgas-Kavernenspeicher zum Einsatz, wohingegen die teurere Option des Speicherneubaus nicht genutzt wird. Insgesamt muss die Ausgestaltung der Sektorenkopplung auf die Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten ausgerichtet sein, um eine hohe Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen. Dazu gehören auch die Flexibilisierung der Wärmeversorgung und das bidirektionale Laden von Batteriefahrzeugen.

In Ergänzung und teilweise aufbauend auf der REMix-Modellierung wurde mit dem Modell MuGriFlex der Frage nachgegangen, wie Investoren und Betreiber unter den für sie geltenden betriebswirtschaftlichen Bedingungen die benötigten Energiewandler bauen und betreiben würden und ob es Anpassungen des regulatorischen Rahmens bedarf, um die in REMix ermittelten Investitionen und Betriebsweisen anzureizen. Hierzu wurden die Funktionalitäten von MuGriFlex auf die Fragestellungen im Projekt *Fahrplan Gaswende* angepasst und erweitert. Zu nennen sind hier insbesondere die verbesserte Schnittstelle zum Einlesen der von REMix bereitgestellten Eingangsdaten, die Bereitstellung von Zeitreihen von Wärmepumpencharakteristika für REMix, die Implementierung von Abwärmenutzung aus Elektrolyseuren in der Fernwärme und die Modellierung von Energieübertragungsketten.

Die Ergebnisse der Modellierung mit MuGriFlex geben Hinweise auf notwendige regulatorische Anpassungen für die Realisierung der Energiewende in Deutschland. Dazu gehören die Förderung von Wärmepumpen, die Unterstützung von KWK-Anlagen und die Entwicklung von flexiblen Förderinstrumenten, die auf Marktbedingungen reagieren können. Die Analyse zeigt, dass eine gezielte Förderung von Wärmepumpen erforderlich ist, um den Markthochlauf zu beschleunigen. Parallel dazu kann eine fortgesetzte KWKG-Förderung sinnvoll sein, um die für Versorgungssicherheit und Systemdienstleistungen benötigten KWK-Kapazitäten zu erhalten und auszubauen. Die Ergebnisse unterstreichen auch die Notwendigkeit von flexiblen Förderinstrumenten, die adaptiv auf Marktbedingungen reagieren. Ein dauerhaft höheres Gaspreisniveau könnte den Markthochlauf von Wärmepumpen beschleunigen, zugleich aber zusätzliche Fördermechanismen für KWK erfordern. Die Analyse zeigt auch, dass es Potenziale zur Abwärmenutzung von Elektrolyseuren in Norddeutschland gibt. Allerdings überwiegt in der gesamtwirtschaftlichen Analyse der Betrieb in den Sommermonaten, sodass im Winter sekundäre Wärmequellen notwendig bleiben.

Stand heute sind große Wasserstoff-Kraftwerke noch nicht verfügbar. Auch ein weitreichendes Wasserstoff-Transportnetz ist noch nicht realisiert und Importoptionen für Wasserstoff (und seine Derivate) sind erst am Entstehen. Damit die hier gezeigten Modellergebnisse Teil der Realität der Energieversorgung in Deutschland werden können, sind erhebliche initiale Investitionen nötig. Alle Ergebnisse sind daher grundsätzlich nur unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen zu interpretieren. Diese unterliegen den Unsicherheiten der tatsächlichen technologischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Entwicklung.

Summary

The ramp-up of the hydrogen economy is stalling, and uncertainty about market development is causing potential producers, infrastructure operators, and consumers of hydrogen to hesitate. While green electricity is continuously becoming cheaper, hydrogen technologies are still at an early stage of the experience curve. In the current challenging economic and political environment, the targets set in the German national hydrogen strategy for 2030 appear increasingly unattainable. This raises once again the question of how the climate neutrality targets can be achieved across all sectors and how long-term storage can be realized in the future. It is undisputed that hydrogen and its derivatives must make a contribution to this, but to what extent and on what path remains open. Closely linked to this are the questions of the necessary infrastructures, but also the regulatory framework required for the investment and operation of the plants.

This is where the research project *Fahrplan Gaswende* comes in. Its focus was on determining the role of renewable gases along the path to a climate-neutral energy system. It examined the transformation and future use of gas infrastructure, the interaction with other sectors and the necessary advancement of the regulatory framework. This required the consideration of both the overall system perspective (economic optimization modeling) and the stakeholder perspective (business analysis). To this end, the existing energy system models REMix and MuGriFlex were expanded and applied. The modeling was based on the collection and integration of data about existing energy infrastructure as well as current techno-economic parameters and development forecasts for hydrogen technologies. The project results presented in this report provide indications as to which technologies are needed under which conditions, when and to what extent, and which regulatory adjustments are necessary to achieve a cost-optimized target picture.

The analysis of the infrastructure transformation in the sector-coupled European energy system required extensive further development of REMix. This includes the option of converting existing infrastructure from natural gas to hydrogen and the addition of further technologies, including steam reforming and import terminals for hydrogen. Furthermore, updated framework scenarios were incorporated into the model. Three divergent storylines for the future demand of different energy carriers (electricity, hydrogen, synthetic fuels) were implemented. REMix was then applied to these scenarios and the years 2030, 2040 and 2050 in order to examine the infrastructure requirements of renewable electricity generation, flexible sector coupling and, in particular, the transformation of the European gas system from the perspective of economic optimization.

The REMix analyses show that Europe can achieve a high level of self-sufficiency with green hydrogen and methane. This is achieved by the combination of using domestic renewable energy sources and the flexibility of sector coupling. The results confirm that there are only limited competition and displacement effects between the various options for flexible sector coupling. The production of hydrogen is concentrated in regions with high capacity factors for wind and photovoltaic electricity. Imports from outside Europe are pipeline-based and are heavily dependent on prices at the system boundary. Hydrogen networks serve to supply Central Europe and connect the demand centers with the production and storage locations. The construction of hydrogen pipelines is mainly carried out by rededicating existing gas pipelines, while new construction is only carried out on a supplementary basis. The optimal network topology results from the respective generation locations and import routes, which depend heavily on the scenario assumptions regarding demand development, import

costs and possible import routes. Their diversity leads to significant differences in the network structure. The use of the gas transport network decreases by over 90% by 2050, while biomethane is mainly used within the production regions. Only converted natural gas cavern storage facilities are used to store hydrogen, whereas the more expensive option of building new storage facilities is not used. Overall, the design of sector coupling must be geared towards the use of all available flexibilities in order to achieve a high level of self-sufficiency with renewable energies. This also includes making the heat supply more flexible and the bidirectional charging of battery vehicles.

In addition to and partly based on the REMix modeling, the MuGriFlex model was used to investigate how investors and operators would build and operate the required energy converters under the economic conditions that apply to them, and whether adjustments to the regulatory framework are needed to incentivize the investments and operating modes identified in REMix. To this end, the functionalities of MuGriFlex were adapted and expanded to address the issues in the project. In particular, the improved interface for reading the input data provided by REMix, the provision of time series of heat pump characteristics for REMix, the implementation of waste heat utilization from electrolyzers in district heating and the modelling of energy transfer chains should be mentioned here.

The results of the modeling with MuGriFlex provide indications of necessary regulatory adjustments for the realization of the energy transition in Germany. These include the promotion of heat pumps, support for CHP plants and the development of flexible funding instruments that can react to market conditions. The analysis shows that targeted promotion of heat pumps is necessary to accelerate the market ramp-up. At the same time, continued CHP support may be useful in order to maintain and expand the CHP capacities required for security of supply and system services. The results also underline the need for flexible support instruments that react adaptively to market conditions. A permanently higher gas price level could accelerate the market ramp-up of heat pumps, but at the same time require additional support mechanisms for CHP. The analysis also shows that there is potential for waste heat utilization from electrolyzers in northern Germany. However, in the overall economic analysis, operation in the summer months predominates, meaning that secondary heat sources remain necessary in winter.

As of today, large hydrogen power plants are not yet available. An extensive hydrogen transport network has also not yet been realized and import options for hydrogen (and its derivatives) are only just emerging. Considerable initial investment is required for the model results shown here to become part of the reality of energy supply in Germany. All results should therefore only be interpreted in the light of the assumptions made. These are subject to the uncertainties of actual technological, economic and social developments.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Summary	5
1. Einleitung.....	9
2. Aktuelle Entwicklungen der Transformation der Gasinfrastruktur.....	11
3. Technologieentwicklung: die größten Unsicherheiten	13
4. Untersuchung gesamtwirtschaftlich optimaler Transformationspfade.....	22
4.1 Zielsetzung.....	22
4.2 REMix-Modellumgebung.....	22
4.3 Untersuchungsgebiet, Technologieumfang und Szenariojahre	22
4.4 Szenarien	25
4.4.1 Rahmenszenarien	25
4.4.2 Szenarienvarianten zu Kosten und Verfügbarkeit von importiertem Wasserstoff	27
4.4.3 Einbindung der Szenarien in REMix.....	28
4.5 Daten	29
4.5.1 Techno-ökonomische Daten.....	29
4.5.2 Bestandsanlagen	29
4.5.3 Annahmen zu Biomasseverfügbarkeit, Energieimporten und Energieträgerpreisen ...	30
4.5.4 Nachfrage-, Erzeugungs- und Flexibilitätsprofile	30
4.6 Schnittstellen.....	32
4.6.1 Vorprozessierung der Eingangsdaten: der REMix-Eur model generator	32
4.6.2 Umwandlung der REMix-Ergebnisse für die Nutzung in MuGriFlex.....	33
4.7 REMix-Modellentwicklung	33
4.7.1 Erweiterungen im REMix-Framework	33
4.7.2 Technologiemonitoring: Abbildung neuer Technologien	34
4.7.3 Technologiemonitoring: Umwidmung von Pipelines und Salzkavernen	35
4.8 Ergebnisse der Modellierung mit REMix.....	35
4.8.1 Systemkosten und Emissionen im Szenariovergleich über alle Modelljahre	35
4.8.2 Entwicklung und räumliche Verteilung der Stromerzeugung	37
4.8.3 Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff.....	40
4.8.4 Netzinfrastrukturen für Strom, Wasserstoff und Erdgas	44
4.9 Fazit und Handlungsempfehlungen.....	51
5. Umsetzung der Transformation	53
5.1 Methodik und Eingangsdaten für die betriebswirtschaftlichen Optimierungen	53

5.1.1	Modellbeschreibung MuGriFlex	53
5.1.2	Erweiterung MuGriFlex	55
5.1.3	Eingangsparameter für betriebswirtschaftliche Simulationen.....	57
5.1.4	Abbildung der Strom- und Gaspreise	57
5.2	Sektorenkopplung in der Fernwärme.....	61
5.2.1	Betriebswirtschaftlich optimierter Einsatz von Wärmeerzeugern mit aktuellem regulatorischem Rahmen in Deutschland	63
5.2.2	Anpassung des Förderrahmens	64
5.2.3	Investitionskostenförderung für KWK (Kapazitätsmarkt)	67
5.2.4	Szenario mit erhöhtem Gaspreis	68
5.2.5	Anpassung regulatorischer Rahmen: Regionale Energiepreise.....	70
5.3	Sektorenkopplung durch Abwärmenutzung von Elektrolyseuren	71
5.3.1	Elektrolyseur-Einsatz in REMix	72
5.3.2	Abwärmenutzung	73
5.3.3	Förderung von Elektrolyseuren	75
5.3.4	Überlassung von Überschuss-Strom	76
5.3.5	Energieübertragungsketten.....	77
5.3.6	Übertragungsketten mit Zwischenspeicher	79
5.3.7	Saisonale Stromspeicherung	81
5.4	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	82
6.	Schlussfolgerungen.....	85
	Literaturverzeichnis.....	86
A.	Anhang.....	89
	Ergänzungen zur Datensammlung, Datenquellen und -annahmen	89

1. Einleitung

Die Dekarbonisierung des Stromsektors macht in den letzten Jahren Fortschritte. Eine einseitige Betrachtung der Erfolge der Elektronen vernachlässigt jedoch die dominierende Rolle von Molekülen als Energieträger. Über alle Sektoren hinweg betrachtet decken diese EU-weit über 80 % des Bruttoendenergiebedarfs. In den Sektoren Wärme und Verkehr sind die Emissionen bislang kaum gesunken. Der größere und komplexere Teil der Herausforderung Energiewende steht also noch bevor. In der Energieforschung hat sich die Einsicht durchgesetzt, dass eine vollständige Elektrifizierung („all electric-world“) nicht geeignet ist, um die genannten Sektoren zur Gänze zu bedienen. Einige Anwendungen, wie zum Beispiel die saisonale Energiespeicherung, der Flugverkehr oder die industrielle Hochtemperatur-Prozesstechnik, sind nicht oder nur sehr aufwendig direkt elektrifizierbar. Hohe Energiedichten, verlustarmer Energietransport oder die groß-dimensionierte Speicherung über lange Zeiträume sind nach dem heutigen Stand der Technik ausschließlich mit Brennstoffen darstellbar. Die Senkung der Emissionen in den genannten Sektoren und Anwendungen wird dadurch mit einem Anstieg der Nachfrage nach erneuerbaren Brennstoffen wie Wasserstoff, grünes Methan, sowie in spezifischen Marktsegmenten auch Methanol, Ammoniak und weiteren Wasserstoff-Derivaten einhergehen. Die Bedarfe aller Verbrauchssektoren ganzjährig, kostengünstig und klimaneutral zu decken ist eine große Herausforderung für die Transformation des Energiesystems und des Industriestandortes Deutschland. Den vorhandenen Infrastrukturen aus der Gaswirtschaft fällt dabei eine wichtige Rolle zu, da sie sich für den sicheren und kostengünstigen Energietransport eignen, schnell nutzbar und grundsätzlich auf neue Gase umstellbar sind.

Häufig wird angesichts des erwarteten Hochlaufes der Wasserstoff-Wirtschaft von einem Henne-Ei-Problem gesprochen. Grund hierfür ist, dass ein initiales Wasserstoff-Angebot einschließlich Erzeugungskapazitäten, Speichern und Netzen vorhanden sein muss, bevor sich in der Fläche eine nennenswerte Nachfrage einstellt. Da eine nachfragenahe Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Deutschland nur unter sehr hohen Kosten realisierbar wäre, und auch die für die großskalige Speicherung geeigneten Salzkavernen nur in Teilen des Landes existieren, wird ein Wasserstoff-Kernnetz zur Versorgung der erwarteten Lastschwerpunkte zwingend benötigt und ist auch bereits in der Entstehung. Aufgrund der hohen initialen Investitionskosten und der Unsicherheit über den Hochlauf der Nachfrage wäre ohne das vom Bund geförderte Kernnetz eine selbstständige Entwicklung einer Wasserstoff-Versorgung nicht realisierbar. Da sich die Investitionsentscheidungen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite für Wasserstoff zuletzt aber nicht wie erwartet entwickeln, ist die Frage nach dem tatsächlich benötigten Umfang der Netzinfrastrukturen nicht abschließend geklärt. Zudem fehlt es an einer Planung und einem Förderrahmen für den Bau großer Wasserstoffspeicher.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen widmet sich dieser Bericht den im Forschungsprojekt *Fahrplan Gaswende* umgesetzten Untersuchungen zur Transformation des europäischen Gassystems von fossilem Erdgas zu erneuerbaren Gasen. Diese umfassen zunächst eine ausführliche Analyse der Bestandsanlagen im Gassystem, insbesondere hinsichtlich deren Eignung für eine Umrüstung auf Wasserstoff, sowie der erwarteten techno-ökonomische Entwicklung von Wasserstofftechnologien (Kapitel 3). Da die erforderliche Infrastruktur ganz wesentlich von der Entwicklung der Nachfrage nach den verschiedenen Energieträgern abhängt, wurden ergänzend Gesamtsystemszenarien entwickelt (Kapitel 4). Diese beschreiben Zukünfte, in denen verschiedene Transformationsoptionen, wie die direkte Elektrifizierung bzw. die Nutzung von grünem Wasserstoff in jeweils unterschiedlichem Maße genutzt werden.

Die Szenarien gehen, gemeinsam mit den Daten zu Bestandsanlagen und Technologie, in ein europäisches Energiesystemmodell ein, mit dem die Transformation bis 2050 aus der Sicht eines zentralen Planers optimiert wird. Dabei wird untersucht, mit welchen Technologien und an welchen Orten die Erzeugung von Strom, Wasserstoff und Methan erfolgt, welche Optionen der Speicherung genutzt werden, und über welche Netzinfrastrukturen der Energietransport zu den Nachfragern gewährleistet wird. Spezifisch für das Gassystem werden die Zeitpunkte der Umwidmung von Infrastrukturen bestimmt, und verschiedene Importoptionen verglichen.

Ergänzend wird die betriebswirtschaftliche Perspektive eingenommen, um ein besseres Verständnis für die benötigten Investitionsanforderungen zu schaffen (Kapitel 5). Dabei wurde insbesondere untersucht, wie sich Markt- und Regulierungsrahmen auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeerzeugung auswirken. Dazu wurden neben den Preisentwicklungen von Strom und Gas die Entwicklungen der regulatorischen Kostenbestandteile wie Steuern, Abgaben und Umlagen wie auch des Marktdesigns untersucht. Regulatorische Kosteneinflüsse ergeben sich insbesondere aus den zu erwartenden Entwicklungen der Netzentgelte. Seitens des Marktdesigns wurden Varianten des Preiszonensplits untersucht, die sich auf die regionalen Preisunterschiede der Wärmeerzeugung auswirken. Ebenso wurde eine Methodik zur Bestimmung der Engpasspreise in Zeiten knapper Stromerzeugungskapazitäten angewendet, die in Zeiten hoher Anteile erneuerbarer Energien (EE) von zentraler Bedeutung für die Refinanzierung der Reservekraftwerke sein werden.

2. Aktuelle Entwicklungen der Transformation der Gasinfrastruktur

Die deutsche und europäische Gasinfrastruktur erlebt in eine beginnende strukturelle Umgestaltung. Während sie historisch auf den Transport großer fossiler Energiemengen und unidirektionaler Volumenströme ausgerichtet war, entwickelt sie sich zunehmend zu einem flexiblen System, das sich auf die Versorgung mit erneuerbaren Gasen vorbereitet. Die erneuerbaren Alternativen zu fossilem Gas sind dabei einerseits Wasserstoff und andererseits erneuerbares Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen. Perspektivisch kommen weitere Methanmengen aus Power-to-Gas-Prozessen (PtG) hinzu.

Die seit 2022 beschleunigte Inbetriebnahme deutscher Flüssiggas-Anlandestellen verändert die Importstruktur. Schwimmende sowie landseitig geplante Terminals schaffen neue Bezugspunkte für den internationalen Import auf dem Seeweg und erlauben eine Diversifizierung und Flexibilisierung der Energieimporte. Darüber hinaus können die Anlagen für verflüssigtes Biomethan genutzt und mittelfristig in eine Importinfrastruktur für flüssigen Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivate überführt werden. Die Diversifizierung stärkt die Resilienz des Energiesystems, ohne langfristige Festlegungen auf einzelne Energieträger oder Importpfade zu treffen.

Vor allem auf den niedrigen Druckstufen der Verteilnetze integriert die Gasinfrastruktur die langsam wachsenden Anteile der heimischen Biomethan-Produktion. Biomethan gewinnt an Bedeutung zur anteiligen erneuerbaren Deckung des Gasbedarfes. Als vollständig netz-, speicher- und anwendungskompatibles Gas kann es ohne strukturelle Anpassungen in die bestehende Infrastruktur integriert werden. Das Potenzial für Biomethan aus heimischen Biogasaufbereitungsanlagen wird etwa in der Größenordnung von 10 % des heutigen Erdgasbedarfes und in Zukunftsszenarien teils auch deutlich darüber gesehen. Im Detail hängt der Absolutwert des Potenzials von der Verfügbarkeit der eingesetzten Substrate sowie ihrer Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien der EU¹ ab. Zusätzliche Biomethanmengen könnten über die Transportnetze oder prinzipiell auch in verflüssigter Form über den Seeweg importiert werden. Optional können weitere Methanmengen durch Methanisierungsprozesse bereitgestellt werden.

Die Gasnetze erstrecken sich allein in Deutschland aktuell auf eine Länge von etwa 500.000 km. Die Transport-, Speicher- und Importfunktionen der Gasinfrastruktur werden absehbar weiterhin benötigt – jedoch unter veränderten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die den Übergang zu einem dekarbonisierten Energiesystem ermöglichen sollen. Die Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber weist weiterhin Ausbaubedarf aus, sowohl hinsichtlich einzelner neuer Leitungsabschnitte als auch zusätzlicher Verdichterleistung und Projekten zur bidirektionalen Ertüchtigung. Allerdings sehen sich Verteilnetzbetreiber aufgrund der Umstellung von Heizungsanlagen schon in naher Zukunft mit dem Rückgang der Netzanschlüsse konfrontiert.

Einige Abschnitte der heutigen Erdgasnetze werden möglicherweise zukünftig nicht mehr gebraucht. In geeigneten Fällen können diese Leitungen einem neuen Nutzen zugeführt werden, denn parallel zur Methan-Infrastruktur entsteht mit dem Wasserstoff-Kernnetz, zukünftig potenziell ergänzt durch ein europäisches Netz eine dedizierte Wasserstoffinfrastruktur als ein wesentlicher Pfeiler der nationalen und europäischen Energiestrategie. Die European Hydrogen Backbone Initiative skizziert ein

¹ Konformität zur EU-Richtlinie „Renewable Energy Directive III“ (kurz: RED III)

gesamteuropäisches Leitungsnetz, das überwiegend durch die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen entstehen soll.

Die technische Umnutzung von Bestandsleitungen reduziert Kosten und verkürzt Realisierungszeiten. Das Wasserstoff-Netz wird gerade in den Anfangsjahren wesentlich weniger vermascht sein als die heutigen Gas-Fernleitungsnetze. Die Planungen fokussieren die zeitnahe Erschließung von Bedarfsschwerpunkten. Industrielle Cluster, Importterminals sowie Kavernenstandorte bilden die frühen Knotenpunkte des Wasserstoff-Kernnetzes, das sich im weiteren Verlauf schrittweise in die Fläche erweitern soll. Die Infrastrukturplanung zielt darauf ab, die hohen Brennstoffbedarfe von Industrie und Kraftwerken zu decken und die zügige Entwicklung eines Marktes für Wasserstoff zu begünstigen.

Für den Ausgleich der erwarteten jahreszeitlichen Schwankungen der Wasserstoffproduktion und -nachfrage, wie auch zur Besicherung sind großskalige Gasspeicher essenziell. Die bestehenden untertägigen Gasspeicher – Kavernen und Porenspeicher – sind prinzipiell geeignet, auch zukünftig zur saisonalen Bedarfsdeckung beizutragen. Kavernenspeicher können auf Wasserstoff umgestellt oder durch Wasserstoffkavernen ergänzt werden. Deutschland verfügt über Regionen mit geeigneten geologischen Formationen für den Neubau von Wasserstoffspeichern. Porenspeicher sind hingegen nur eingeschränkt für die Wasserstoffspeicherung geeignet, da aufgrund des großen Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnisses weitaus mehr chemische und mikrobiologische Umwandlungsprozesse auftreten.

Die Einspeisung und Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze ist eine weitere Flexibilitätsoption, die zumindest eine anteilige Dekarbonisierung des Gasgemisches bewirkt. Im Fernleitungsnetz bestehen aus technischen Gründen sehr enge Grenzen, so dass kein wesentlicher Dekarbonisierungseffekt zu erwarten ist. Für Verteilnetze werden kurz- und mittelfristig Beimischungen bis 20 Vol.-% avisiert (etwa 7 % energetisch).

Zusammenfassend entwickelt sich die Gasinfrastruktur hin zu zwei Infrastrukturen – eine für Wasserstoff und eine für fossiles sowie in Anteilen zunehmend erneuerbares Methan. Die beiden Infrastrukturen verfügen während des Transformationsprozesses über unterschiedliche Reichweiten, Anwendungstechnologien und Endkundengruppen. Beide Gasinfrastrukturen erfüllen dabei aber die zwei wesentlichen Aufgaben, die während der Energiewende weiterhin bestehen. Diese Aufgaben sind die räumliche und die zeitliche Verschiebung großer Energiemengen mit geringen Verlusten. Welche Rolle diese Infrastrukturen zukünftig spielen, und wie sich optimalerweise im zeitlichen Verlauf entwickeln sollten, wird im Folgenden untersucht (Kapitel 4). In Vorbereitung dessen geht der Blick aber zunächst auf einige der zentralen Herausforderungen Technologieentwicklungen im Energiesystem, die sich ganz wesentlich auf die Ausgestaltung der Energiewende auswirken können.

3. Technologieentwicklung: die größten Unsicherheiten

Die Energiewende als tiefgreifendes gesellschaftliches Großprojekt begegnet naturgemäß einer Vielzahl an Herausforderungen, von denen wir uns in diesem Abschnitt mit denjenigen beschäftigen wollen, die die Gasinfrastrukturen und Gasttechnologien betreffen.

Die benötigten Technologien zur Umsetzung einer *Gaswende* hin zur Versorgung mit erneuerbaren Gasen stehen grundsätzlich bereit, sind langjährig erprobt und sicher. Alle Technologien zum Handling von erneuerbarem Methan (aus Biogas oder Power-to-Gas-Prozessen) entsprechen ohne Einschränkungen den vorhandenen Technologien aus der Erdgasverwendung. Für die Wasserstoffverwendung hingegen sieht es anders aus, hier sind separate Infrastrukturen und andere Technologien zu nutzen, um den sich sehr von Methan unterscheidenden physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff Rechnung zu tragen. Die benötigten Technologien entlang der gesamten Technologiekette von der Erzeugung über den Transport und die Speicherung bis zu den Anwendungen unterscheiden sich von außen betrachtet häufig nur in Details, wie zum Beispiel in der Auswahl der Legierungen oder Dichtmittel. Für jeden Einsatzzweck sind auf Wasserstoff angepasste Produktdesigns verfügbar und in kontinuierlicher Weiterentwicklung, so dass keine grundsätzlichen technischen Hürden für einen Markthochlauf von Wasserstoff bestehen.

Wir wollen an dieser Stelle daher das Augenmerk lediglich auf die größten Unsicherheiten der zukünftigen Transformation des Energiesystems Gas legen. Diese Unsicherheiten müssen bei der Bewertung der Projektergebnisse von *Fahrplan Gaswende* berücksichtigt werden, da sie auch Teil der getroffenen Annahmen sind. Heute nicht vorhergesehene Technologiesprünge an der einen Stelle oder zukünftig nicht realisierte Weiterentwicklungen an einer anderen können sich im gekoppelten Energiesystem stark auf den Transformationsprozess und seine Ergebnisse auswirken. Dieses Kapitel zeichnet ein *Big Picture*, während für alle techno-ökonomischen Details zu den hier angesprochenen Technologien auf den gesondert veröffentlichten Bericht „Technologien und Infrastrukturen des Energiesystems Gas“ (Schaffert et al. 2025) verwiesen wird. Die technologische Themenauswahl der folgenden Ausführungen wird entsprechend der im Forschungsvorhaben berücksichtigten Technologien getroffen.

Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und das Henne-Ei-Problem der Wasserstoffwirtschaft

Wir beginnen mit der Wasserstofferzeugung und schlagen darin gleich zu Beginn dieses Kapitels den großen Bogen zur grundsätzlichen Herausforderung des Markthochlaufes für Wasserstoff, da die Verzögerung der Marktentwicklung in einer negativen Wechselbeziehung zur Hochskalierung und Kostendegression der Technologien steht. Weiterhin ist entscheidend, die Qualität des Wasserstoffs nicht nur technisch, sondern auch in Bezug auf seine ökologischen Eigenschaften im Rahmen der sogenannten Farblehre einzuordnen. Hierzu sei auf das einleitende Diagramm im technischen Bericht sowie die Veröffentlichung von (Ringsgwandl et al. 2022) hingewiesen.

Mit der Wasser-Elektrolyse steht eine Technologiefamilie bereit, um aus (gereinigtem) Wasser unter Zuhilfenahme elektrischer Energie Wasserstoff² zu erzeugen. Die Technologie ist technisch marktreif und steht mit Alkalischer Elektrolyse (AEL), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (proton exchange membrane, PEM), Festoxid-Elektrolysezelle (solid oxide electrolyzer cell, SOEC) und

² und als Nebenprodukt Sauerstoff

weiteren Varianten für unterschiedliche Einsatzzwecke zur Verfügung, die je nach Anforderungsprofil flexibel produzieren können. Herausforderungen bestehen jedoch in der Skalierung hin zu einem industriellen Maßstab der Wasserstoffherzeugung bei gleichzeitiger Erreichung kostengünstigerer Großanlagen. National und international stehen viele große Anlagenhersteller mit gut ausgereiften Anlagenkonzepten bereit. Die Herstellung einer größeren Stückzahl von Großanlagen und die damit verbundene Kostendegression haben sich bislang noch nicht eingestellt, da das viel-zitierte Henne-Ei-Problem der Wasserstoffwirtschaft nach wie vor präsent ist: Großtechnische Anlagen erfordern hohe Investitionen (und evtl. hohe Subventionen), große Investitionen werden jedoch erst dann getätigt, wenn Abnehmer für den Wasserstoff vorhanden sind, die nicht nur große Mengen abnehmen, sondern auch die geforderten Preise akzeptieren. Die Herstellungspreise werden jedoch ohne die Realisierung einer Vielzahl von Großanlagen nicht fallen und so besteht eine Lock-In-Situation. Hinzu kommt, dass elektrische Energie als die wertvollste, da versatilste Energieform angesehen wird und der Verbrauch derselben für die Produktion eines Brennstoffes als ineffizient eingeordnet werden kann. Das ist zumindest immer dann zutreffend, wenn die elektrische Energie auch direkt z.B. als Antriebsenergie eingesetzt werden könnte. Das Argument ist dann unzutreffend, wenn Strom und Wasserstoff bzw. Elektronen und Moleküle als das angesehen werden, was sie sind: keine konkurrierenden, sondern sich komplementierende Energieträger, die jeweils die Versorgungsaufgaben erfüllen, für die sie besser geeignet sind oder die der jeweils andere nicht erfüllen kann. Dazu zählt im Fall von Wasserstoff insbesondere der oben genannte Einsatz in Hochtemperaturprozessen sowie als Brennstoff in flexiblen Kraftwerken oder als Grundstoff der chemischen Industrie. Die Wasserstoffproduktionskosten sind allerdings – wenn von grünem Wasserstoff aus Elektrolyseprozessen ausgegangen werden soll – grundsätzlich abhängig von den Strombezugskosten. Entsprechend der notwendigerweise anfallenden Wirkungsgradverluste bei einer strombasierten Produktion kann Wasserstoff also niemals spezifisch günstiger als der eingesetzte Strom werden. Dieses Prinzip ist nicht zu ändern und stellt einen generellen Unterschied zum Erdgasmarkt dar, der pro Energieeinheit sehr viel niedrigere Preise als der Strommarkt verspricht. Allerdings gehen mit der Verbrennung auch CO₂- und weitere Emissionen einher. Ausgerechnet die Industriezweige, die für die Umstellung auf eine nachhaltige Produktion ihrer Produkte besonders große Mengen Wasserstoff benötigen würden, sind besonders preispfindlich und sehen sich wachsender Konkurrenz auf dem Weltmarkt ausgesetzt. Hier sind insbesondere Produzenten anzuführen, deren Herstellungsprozesse nicht oder nur anteilig durch direkt-elektrische Beheizungsoptionen realisiert werden können. Oft verwenden diese Prozesse die Flamme als Werkzeug oder benötigen bestimmte Ofen-Atmosphären für die Qualitätssicherung ihrer Produkte. Solche Anlagen finden sich häufig in der Metallindustrie, besonders in der Stahlindustrie, wo H₂ als Reduktionsmittel benötigt wird, oder bei der Produktion oder Verarbeitung von z.B. Zement, Klinker, Kalk oder Glas sowie in der Keramikindustrie. Hinzu kommen große H₂-Bedarfe der chemischen Grundstoffindustrie inklusive Raffinerien, wo H₂ stofflich genutzt wird. Die Wasserstoffbedarfe dieser Industrien sind also aktuell nicht und voraussichtlich auch zukünftig nur eingeschränkt durch heimischen (grünen) Wasserstoff zu decken. Dies lässt sich auch durch weitere Optimierungsschritte der Elektrolysetechnologien nicht lösen. Der bezogene Wasserstoff muss aber nicht aus heimischer Produktion stammen, sondern es werden sich Importoptionen entwickeln. Das europäische Wasserstoffnetz (Hydrogen Backbone, s.u.) wird hierzu ein Ansatz sein, auch wenn bereits jetzt (2025) Verzögerungen im Vergleich zu den optimistisch formulierten Ausbauzielen der Initiative aufgetreten sind. Zusätzlich werden Importe auf dem Seeweg erwartet, die den Standortnachteil begrenzt verfügbarer erneuerbarer Strommengen und dadurch hohe Strompreise in Deutschland abmildern. Die Wasserstoffmengen aus Regionen mit zukünftig erwarteten H₂-Produktionen für den Export werden dort erzeugt werden, wo vorteilhaftere Randbedingungen hinsichtlich Volllaststunden der

erneuerbaren Energien herrschen. Die Kosten für eine Verflüssigung und den Transport reinen Wasserstoffs fallen selbstverständlich trotzdem an und sind techno-ökonomisch in vielen Fällen nicht sinnvoll. Stattdessen wird erwartet, dass sich ein breit gefächertes Portfolio von Wasserstoff-Derivaten entwickelt, das zielgenaue Produkte (Brennstoffe) für die jeweiligen Kundengruppen anbietet. Ammoniak ist beispielsweise ein Molekül, das in Hochtemperaturprozessen mit sehr guten Verbrennungseigenschaften aufwartet, während es effizientere und dadurch kostengünstigere Schiff-Transporte ermöglicht. Die höhere Energiedichte von Ammoniak und etlichen weiteren Wasserstoff-Derivaten und eine Lagerung in flüssiger Phase bei gut handhabbaren Temperaturen und Drücken sind die wesentlichen Vorteile dieser Wasserstoff-Folgeprodukte. Im vorliegenden Projekt wurden Wasserstoff-Derivate jedoch nicht untersucht.

Etablierter Status Quo: Die Wasserstofferzeugung durch Dampf-Reformierung

Die Wasserstoffproduktion durch die Dampfreformierung von Methan (Erdgas) ist das seit vielen Jahrzehnten etablierte und bis heute übliche Produktionsverfahren für Wasserstoff im industriellen Maßstab. Da hierzu jedoch Erdgas verwendet wird, kann beim Produkt-Wasserstoff nicht von einem erneuerbaren Energieträger gesprochen werden. Es handelt sich um sogenannten grauen Wasserstoff. Bei niedrigen Erdgasbezugskosten und niedrigen CO₂-Zertifikatekosten ist H₂ aus Dampfreformierung weiterhin preislich gegenüber allen anderen H₂-Produktionsoptionen um eine Größenordnung überlegen. Dies trägt zur ungelösten Herausforderung bei, dass grüner Wasserstoff, also solcher, der durch den Einsatz erneuerbarer Strommengen hergestellt wurde, sich nicht wirtschaftlich durchsetzt.

Pyrolyse: Zukunftsoption der Wasserstofferzeugung?

Die Wasserstofferzeugung durch Pyrolyse von Methan (Erdgas) ist eine aufsehenerregende Technologiefamilie, da sie das Versprechen mitbringt, günstiges fossiles Erdgas zu cracken, also genau wie bei der Dampfreformierung die Methanmoleküle aufzuspalten, dabei jedoch kein CO₂ in die Atmosphäre zu entlassen. Pyrolysetechnologien erzeugen aus dem Kohlenstoff ein feines Pulver, das sogenannte Carbon Black, das u.a. als schwarzer Farbstoff Verwendung findet. Der Kohlenstoff liegt also in Form von Kristallen vor (Pulver). In der kristallinen Form handelt es sich um einen chemisch inerten Stoff, der sich nicht in das Treibhausgas CO₂ verwandeln und in die Atmosphäre gelangen kann. Vielmehr könnte der Kohlenstoff-Staub, sollte es zur großindustriellen Wasserstofferzeugung durch Pyrolyse kommen, z.B. in gepresster Form untertägig eingelagert werden. Die Herausforderungen der Pyrolysetechnologien sind jedoch noch sehr grundsätzlicher Natur. Forschungsprojekte und industrielle Entwicklungsansätze verfolgen sehr unterschiedliche Richtungen, große Durchbrüche sind zuletzt nicht bekannt geworden. Eine Hochskalierung der Technologieoptionen auf einen energiewirtschaftlich relevanten Maßstab ist mittelfristig nicht abzusehen. In Summe bestehen äußerst große Unsicherheiten über die Relevanz der Wasserstofferzeugung durch Pyrolyseprozesse für die Energiewende in Deutschland bis 2045.

Rückverstromungsoptionen stehen zur Verfügung

Unter bestimmten Umständen kann es notwendig sein, Wasserstoff zu *verstromen*, ihn also zur Stromproduktion einzusetzen. Dies kann insbesondere in Kraftwerken geschehen, sowohl in Großkraftwerken (Wasserstoff-Turbinen), als auch in dezentralen Anlagen, wie Wasserstoff-BHKWs, also Brennstoffzellen oder Wasserstoff-Motoren. Von *Rückverstromung* spricht man dann, wenn der

Wasserstoff ursprünglich mit Strom hergestellt wurde. Diese technische Umsetzung der Rückverstromungsoption ist keine grundsätzliche Herausforderung mehr. Sowohl im Bereich der Turbinen, als auch im Bereich der Brennstoffzellen oder Motoren hat es sehr große Entwicklungsanstrengungen gegeben, die zu einer Vielzahl an Herstellern und marktreifen Technologievarianten geführt haben. Weitere Fortschritte durch Optimierungen, Lernkurven und Skaleneffekte wären zu erwarten, wenn sich ein Wasserstoff-Markt mit hohen nachgefragten Stückzahlen etablieren würde. Die Verstromung von Wasserstoff ist also kein technisches Problem, ihr Roll-Out hakt vielmehr an der mangelnden Verfügbarkeit günstigen erneuerbaren Wasserstoffs. Zusätzlich wird die Rückverstromung immer eine Rückfalloption sein und nur dann zum Einsatz kommen, wenn erneuerbarer Strom nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Denn solange er verfügbar ist, ist die direkte Nutzung von Elektrizität selbstverständlich einer ineffizienten Prozesskette von Strom zu Gas zu Strom vorzuziehen.

Biomethan: Hier liegen noch Potenziale

Die EU-Kommission misst Biomethan eine wesentliche Rolle bei und möchte laut REPowerEU-Plan bereits 2030 eine Produktion von 35 Mrd. m³ erreichen. Deutschland ist europaweit führend in der Biogas- und Biomethan-Produktionsmenge, dennoch werden – je nach Studienlage – auch hierzulande nur etwa 10 % der Potenziale ausgeschöpft.

Grundsätzlich ist Biomethan ein knappes Gut, für das Kundengruppen in Konkurrenz zueinanderstehen. Neben der Einspeisung in Gasnetze für die 1:1-Substitution von Erdgas im Wärmemarkt und im Strommarkt zieht auch der Kraftstoffsektor, der durch seine Zielverfehlungen einen hohen Handlungsdruck und höhere spezifische Kraftstoffpreise aufweist, Biomethanmengen an. Zusätzlich interessieren sich produzierende Gewerbe für den Bezug von lokalen Biogas- oder Biomethanmengen für die Umstellung ihrer Verbrennungsprozesse auf einen nachhaltigen Brennstoff oder für die anteilige Co-Feuerung mit Biogas. Beispielhafte Projekte, die die Integrierbarkeit von Biogas sogar ohne Aufbereitung zu Biomethan demonstrieren, werden im technischen Bericht aufgeführt (Schaffert et al. 2025). Für den Einsatz von Biogasen in der Industrie stehen geeignete Brennertechnologien bereit bzw. können auf jeden Einzelfall hin optimiert und produziert werden (detailliertere Ausführung dazu siehe unten). Die industrielle Anwendungstechnologie ist also kein Flaschenhals zur Integration von Biogas. Für voll aufbereitetes Biomethan liegen ohnehin keine technischen Nutzungseinschränkungen vor, weder in der Industrie, noch in den anderen Anwendungssektoren (Haushalte, Verkehr, Kraftwerke). Biomethan aus Biogasaufbereitungsanlagen erfüllt für die Einspeisung in die Netze dieselben Anforderungen, die auch für Erdgas gelten.

Wo liegen also die Herausforderungen und Unsicherheiten, die eine Substitution größerer Anteile fossiler Gase durch Biomethan bislang ausbremsen? Die Pflicht zur RED-III-Konformität (Nachhaltigkeitskriterien) der eingesetzten Substrate beeinflusst die Höhe der theoretischen Potenziale, den Agrarsektor sowie den Anlagenbetrieb und somit die Zukunftsperspektive von Biomethan in der EU. Ein Vielfaches der heutigen Biomethanproduktion ist aber auch unter Berücksichtigung der RED-III-Richtlinie möglich. Dies trifft für Deutschland und noch ausgeprägter für andere europäische Nationen zu.

Eine weitere Herausforderung liegt in der heute dominierenden Nutzung von Biogas zur Stromerzeugung in BHKWs, die den überwiegenden Teil der Potenziale bindet. Die klassische Anlagenfahrweise ähnelte einem kontinuierlichen Betrieb und war nicht als eine so dringend benötigte

flexibel einsetzbare Leistung in einem erneuerbaren Stromsystem verfügbar. Die Branche ist allerdings in Bewegung. Viele Standorte entwickeln sich z.B. durch den Überbau von BHKW-Leistung und die Nachrüstung mit Speichern zu flexiblen Stromproduzenten. Andere Standorte erschließen zusätzlich den Wärmemarkt und liefern Wärme in lokale Wärmenetzsysteme. Wiederum andere investieren in Aufbereitungsanlagen, um aus dem zuvor verfeuerten Biogas ein vollwertiges Biomethan zu erzeugen, das über die Netze Zugang zu allen Kundengruppen des Gasmarktes und zu den Gasspeichern hat. Für den freiwerdende CO₂-Anteil aus dem Aufbereitungsschritt zu Biomethan entwickelt sich ebenfalls bereits ein Markt, der beispielsweise für die Lebensmittelindustrie (Schutzatmosphären, Trockeneis) und die Agrarwirtschaft (Gewächshäuser) interessant ist. Auch die Verflüssigung zu Bio-LNG ist eine gelegentlich gezogene Option, insbesondere wenn lokal keine Netzanbindung möglich ist. Eine Herausforderung für Politik und Wissenschaft ist sicherlich, die Komplexität der Biogas-Branche zu erfassen und die Nutzungskonkurrenzen um das knappe Gut einzuschätzen. Es ist Stand heute offen, welche Anteile des Biogases oder Biomethans zukünftig welchen Kundengruppen zufließen werden. Es ist auch offen, in welchem Umfang der physische Handel aus Agrarnationen in Bedarfsnationen über die Gasnetze (oder gar Schiffe) und/oder der bilanzielle Handel über Zertifikate stattfinden wird.

Weitere Potenziale durch Methanisierung

Um das oben angesprochene CO₂ aus Rohbiogas nach der Abscheidung in Biogasaufbereitungsanlagen sinnvoll nutzen zu können, gibt es neben dem Verkauf an CO₂-Bedarfssektoren eine weitere Möglichkeit: Das Gas kann in Methanisierungsanlagen unter Hinzunahme von Wasserstoff zu Methan weiterverarbeitet werden. So könnte theoretisch der Methan-Output von Biogasstandorten annähernd verdoppelt werden. Wesentliche Hindernisse dieser heute am Markt nichtgezogenen Technologieoption liegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit für die teuren Anlagen und im mäßigen Gesamtwirkungsgrad der Technologiekette von der Erzeugung erneuerbaren Stroms, über den Wasserstoff hin zum Methan. Konzentrierte CO₂-Quellen wie insbesondere Biomethananlagen erfahren jedoch wachsende Aufmerksamkeit und eignen sich besonders für die Weiterverarbeitung in Syntheschritten wie der Methanisierung. Die Relevanz dieser und weiterer Technologien zur Synthese biogener oder recycling-basierter Brennstoffe im Markt ist heute nicht gegeben, könnte sich jedoch zukünftig stark entwickeln, sobald der heute aussichtslose Wettbewerb über den Preisvergleich zu fossilem Erdgas endet.

Wasserstoff- und Methan-Importoptionen

Die letzten Jahre haben ausgelöst durch den russischen Überfall auf die Ukraine die Diversifizierung des Gasmarktes stark beschleunigt. Für Erdgasimporte auf dem Seeweg (LNG) wurden sehr schnell schwimmende Anlandeterminals errichtet und auch auf der Landseite die Entwicklung von LNG-Terminals vorangetrieben. Der Importpfad für tiefkaltes Erdgas steht prinzipiell ebenso für Biomethan (Bio-LNG) zur Verfügung, sollten sich geeignete Importquellen inklusive Nachweisführungen der Nachhaltigkeit hierfür auf tun (hierüber besteht allerdings Unsicherheit). Die Planungen für neue LNG-Infrastrukturen in Deutschland berücksichtigen in der Regel bereits heute die spätere Option, später Wasserstoff, jedoch nicht in Reinform, sondern in Form seiner wesentlich besser für den Seetransport geeigneten Derivate empfangen zu können. Zum Projektende hin haben sich einige Brennstoffe wie Ammoniak, aber auch Methanol und bestimmte E-Fuels sowie die Gruppe der organischen Trägermedien (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) als besonders vielversprechend herausgestellt. Es ist aber weiterhin ein breites Portfolio an zukünftig international gehandelten H₂-

Derivaten und -Trägermedien oder synthetischen Treibstoffen vorstellbar. Die hohen Energiedichten sind nicht nur für den Seeweg, sondern auch für den Weitertransport auf Binnenschiffen, Gleisen und der Straße vorteilhaft und können Industriekunden auf diesen Wegen also auch weit vor der Fertigstellung eines Wasserstoffnetzanschlusses an ihrem Standort erreichen. Im vorliegenden Projekt wurde lediglich Wasserstoff, nicht jedoch seine Derivate untersucht, da gegenüber der Durchsetzungskraft der unterschiedlichen H₂-Derivate zum Zeitpunkt des Projektdesigns noch große Unsicherheit bestand. Die Nicht-Berücksichtigung der Import- und Brennstoffalternativen hat Unsicherheiten in der Interpretation der Projektergebnisse insbesondere aus dem Blickwinkel der Deckung industrieller Brennstoffbedarfe zufolge. Es besteht außerdem weiterhin eine Unsicherheit in Bezug auf die Anteile einer heimischen Produktion von Wasserstoff und seinen Derivaten.

Erdgastransportnetz

Die sehr ausgedehnten Infrastrukturen des Gastransports in Pipelines für den internationalen Transit, aber auch die Grobverteilung von Gasvolumenströmen innerhalb Deutschlands sind für Erdgas ausgelegt und können daher Biomethan ohne Anpassungen nutzen. Für einen Transport von Wasserstoff oder Wasserstoff-Methan-Gemischen sind sie nicht ausgelegt. Die nachträgliche Ertüchtigung wäre technisch machbar, jedoch bestehen weiterhin fest definierte Gasqualitätsfenster für Im- und Exporte, sowie selbstverständlich Verträge in den Kundenbeziehungen. In den letzten Jahren hat sich geklärt, welche Materialien, Stähle, Dichtungen etc. für Wasserstoff geeignet sind, wie Leitungsabschnitte umzustellen sind und ein dediziertes Wasserstoff-Kernnetz für Deutschland ist in konkreter Planung. Bestehen wird es aus umgestellten Abschnitten, die kostensenkend wirken sowie aus einigen ergänzend notwendigen Neubau-Leitungsabschnitten. Es entwickelt sich also eine Methan / Wasserstoff-Doppelstruktur, wobei das Wasserstoffnetz eine grobe, Produktions- und Importpunkte, Speicher und Lastschwerpunkte verbindende Funktion hat und nicht in der Fläche und Tiefe als vergleichbar mit dem heutigen Erdgasnetz anzusehen ist. Die Einbettung in ein europäisches H₂-Netz, den Hydrogen Backbone, ist angedacht. Als herausfordernd zeichnen sich bereits heute Verzögerungen in der Projektrealisierung ab. Noch herausfordernder ist für die zukünftigen Kunden, den H₂-Preis nicht antizipieren zu können (siehe oben zum *Henne-Ei-Problem*). Verunsicherte Kunden meiden Investitionsentscheidungen und rüsten ihre Standorte somit noch nicht auf Brennertechnik für Wasserstoff um und stellen möglicherweise keine Anfrage nach Kapazitäten. In anderen Fällen werden hohe, evtl. auch zu hohe Kapazitäten angefragt, um Optionen zu sichern. In der Folge sind für die Netzbetreiber Kapazitätsplanungen und Netzplanungen erschwert. Dies betrifft auch den Biomethan-Markthochlauf, da dieser Leitungen verwenden könnte, die je nach Planungsergebnis für eine Wasserstoffumstellung vorgesehen sind.

Erdgasverteilnetze – Herausforderungen der Beimischung mit oder Umstellung auf Wasserstoff

Werden Gase zur Übergabe aus dem Transportnetz in ein Verteilnetz entspannt, um den Druck zu reduzieren, so ist im Fall von Methan (Erdgas) grundsätzlich eine technische Gasvorwärmung vorzusehen, damit das Gas bei seiner Expansion nicht so viel Wärme aus der Umgebung aufnimmt, dass Armaturen, Leitungen und sonstige Anlagenteile äußerlich von Eis umhüllt werden, das die Funktion beeinträchtigen könnte. Im Fall von Wasserstoff kann aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften auf diesen technischen Schritt verzichtet werden. Nach Entspannung in Verteilnetzen könnte Stand heute ein Anteil von 20 Vol.-% des Erdgases durch Wasserstoff ersetzt werden. Technisch sind höhere Anteile denkbar, Herausforderungen bestehen in der Regelung und Umsetzung

standardisierter Abläufe zur Sicherstellung der Betriebssicherheit des sehr diversen Anlagenparks in gewerblichen und häuslichen Kontexten. Ein solcher Umstellprozess ist grundsätzlich machbar und wurde und wird bereits für Millionen Haushalte und Unternehmen im Rahmen der L-H-Gas-Umstellung durchgeführt, so dass Erfahrungswerte zur organisierten Einzelfallprüfung der Endkundenanlagen vorliegen.

Gasnachverdichtung zum Transport über weite Strecken oder für die Einspeicherung

Zur Nachverdichtung von Gasen im Fernleitungsnetz werden auf die jeweilige Aufgabe zugeschnittene Verdichter eingesetzt. Die Wahl der Antriebe fällt in den letzten Jahren in der Regel auf Elektromotoren anstelle der vormals genutzten Verbrennungstechnologien. Elektromotoren bringen Vorteile der technischen Betriebsführung (u.a. Start/Stopps, Wartungsaufwand) mit sich, aber auch Vorteile bei Genehmigungsverfahren (Luftreinhaltung) und CO₂-Emissionen bzw. vermiedenen Zertifikatskosten. Für den Fall des Wasserstofftransports stellen die H₂-Moleküle u.a. durch höhere Schall- und nötige Strömungsgeschwindigkeiten andere Anforderungen an die Verdichter-Technologien und der Energieaufwand für den Langstreckentransport ist gemessen an der transportierten Energiemenge höher als für Methan. In den letzten 10 Jahren konnten die Turbinenhersteller wesentliche Fortschritte erzielen. Auch für die Einspeicherung in die untertägigen Speicher ist eine Kompression nötig. Aufgrund der höheren darzustellenden Druckdifferenzen unterscheidet sich der Auslegungsfall und die Technologieauswahl sowie Zwischenkühlstufen etc. Eine grundlegende technische Herausforderung stellt die Verdichtung von Wasserstoff nicht dar.

Gasspeicherung – große Potenziale für die H₂-Speicherung in Salzkavernen vorhanden

Ist Wasserstoff in einen Kavernenspeicher eingelagert und soll wieder entnommen werden, so fällt analog zur Methan-Speicherung eine Gastrocknung an, um das Wasser aus dem Speichergas zu entfernen. Bei der Entspannung von Wasserstoff fallen, wie schon im Kontext der Netze erwähnt, keine Energieaufwendungen für die Gasvorwärmung an. Die geologischen Voraussetzungen für einen Wasserstoff-Kavernenspeicher sind im Wesentlichen identisch zu denen eines Erdgas-Kavernenspeichers. Deutschland verfügt in großem Umfang über geeignete Salzschieben, so dass eine Vielzahl an Speicherstandorten zum Zweck der H₂-Speicherung erweitert, umgenutzt oder neu geschaffen werden könnten. Hier bestehen keine grundlegenden technischen Herausforderungen. Unsicherheiten bestehen allerdings für die in Deutschland weniger vertretenen Porenspeicher, also solche Gasspeicher, die nicht aus künstlich erzeugten Salzkavernen, sondern aus porösem Gestein bestehen, in welches Gas eingepresst wird, das dann je nach Füllstand des Porenspeichers Wasser verdrängt. Die Forschung ist hier auf Syntheseprodukte bzw. Stoffwechselprodukte gestoßen, die während der versuchsweisen Einlagerung von Wasserstoff entstanden sind und von biologischen Prozessen stammen, die sich im Speicher abspielen. Möglich wird dies in nennenswertem Umfang dadurch, dass ein poröser Gesteins-Speicher ein sehr großes Oberfläche-zu-Volumen-Verhältnis aufweist und daher biologisch aktiv sein kann, während sich im Fall der Salzkavernen keine für die Speichergasqualität relevanten biologischen Prozesse auf der Salzoberfläche abspielen. Grundsätzlich ist auch diese Herausforderung technisch handhabbar. Für das Projekt *Fahrplan Gaswende* wurden dennoch mit Blick auf die noch vorhandene Unsicherheit nur Kavernenspeicher für die Speicherung von Wasserstoff vorgesehen. Im theoretisch möglichen Umwidmungsfall kann eine Nachsolung (Spülung mit Wasser) bestehender Kavernen das in der Standzeit durch äußeren Gebirgsdruck reduzierte Volumen wieder vergrößern und eine saubere, rückstandsarme Kaverne schaffen.

Technisch vorteilhafter, wenn auch langwieriger im Herstellungsprozess sind neue Wasserstoff-Kavernen. Neubaukavernen (und mit Abstrichen auch nachgesolte Kavernen) haben die Herausforderungen zu bewältigen, dass sie baulich geschaffen werden müssen, indem große Salzmengen ausgesolt, d.h. über Jahre hinausgespült werden müssen. Dieser Prozess ist baulich nicht herausfordernd, wohl aber bestehen Unsicherheiten über die Genehmigungsfähigkeit der Einleitung großer Wassermengen mit Salzfracht in natürliche Fließgewässer zur Entsorgung der Sole. Dies trifft auf jede Salzkaverne zu, unabhängig davon, was in ihr gespeichert werden soll. Für das Forschungsprojekt wurden daher nur Standorte in Modellregionen mit geeigneten salinaren Schichten an den Küstenlinien für den Zubau neuer Kavernen für Wasserstoff zugelassen, da die Küstennähe eine vereinfachte Entsorgung der Sole verspricht.

Gasanwendungs-Technologien – auf Wasserstoff vorbereitet

Um das große Feld der Gas-Anwendungstechnologien kurzfassend zu behandeln, ist zunächst festzustellen, dass geeignete Technologien für die Nutzung von Wasserstoff vorhanden, erprobt und sicher sind. Für Biomethan, das sich in der Anwendung kaum von Erdgas unterscheidet, gilt dies ohnehin. Um nun etwas genauer hinzuschauen, betrachten wir zunächst die häusliche Gasanwendung im Wärmesektor. Hier wurden seitens aller größeren Heizungshersteller Know-How aufgebaut, Wasserstoff-kompatible Geräte entwickelt und erprobt. Im Markt befinden sich aktuell mangels Nachfrage wenige Geräte für reinen Wasserstoff, jedoch viele H₂-ready-Geräte. Diese sind je nach Produktkonzept für eine spätere Umstellung (z.B. durch Brennerdüsentausch) bereits per Design auf Wasserstoff ausgelegt oder zumindest auf eine Beimischung von H₂ in Erdgasnetze (s.o.) ohne das Erfordernis eines technischen Eingriffes ausgelegt. Kunden können diese Geräte erwerben, auch wenn heute noch Unsicherheit darüber besteht wann und wo Wasserstoff-Beimischungen oder Verteilnetzumstellungen auf 100 % H₂ erfolgen werden.

In der Industrie werden die dort eingesetzten Brennertechnologien mit den Zielen Brennstoff-Flexibilität, Brennstoffwechsel im laufenden Betrieb, flexible Brennstoffgemische, Optimierung der Verbrennungsluftzuführung und Verbrennungsluftvorwärmung, Prozessführung und Emissionen fortlaufend weiterentwickelt und optimiert. Auch hier bestehen keine grundlegenden Hemmnisse für die Umstellung industrieller Prozesse auf eine Wasserstofffeuerung (siehe auch Ausführungen oben). Auch beispielsweise in Kontexten wie Fernwärmesystemen können große Wasserstoffkessel zum Einsatz kommen. Brennstoffzellen können zum Einsatz kommen und auch motorische Lösungen der Wasserstoffnutzung bestehen.

Die Sichtbarkeit der Anwendungstechnologien am Markt ist gering, da mangels reiner H₂-Netze keine Nachfrage nach den Technologien besteht und ohne Nachfrage die Zertifizierungs- und Zulassungsprozesse, geschweige denn die Betreuung oder Bewerbung der Produkte nicht lohnenswert sind. Sollte eine nennenswerte Nachfrage entstehen (auch international), so ist mit schneller Verfügbarkeit von Geräteserien für alle genannten Einsatzzwecke zu rechnen. Hier besteht keine technologische Unsicherheit im Hinblick auf einen Wasserstoff-Markthochlauf.

CO₂-Abscheidung – wahrscheinlicher als noch zu Projektbeginn

Ganz anders verhält es sich mit der Thematik der CO₂-Abscheidung. Diese Technologiefamilie ist ebenfalls gut erforscht und auch durchaus bereits erprobt, jedoch mit verschwindend geringer Marktdurchdringung und zusätzlich mit größerer Unsicherheit, wann, wie und wo die CO₂-Abscheidung

im Energiesystem zu sehen sein wird. Die Unsicherheit darüber, ob überhaupt Abscheidungstechnologien eingesetzt werden müssen, ist jedoch in den letzten Jahren angesichts der Verzögerungen der Energiewende der Sicherheit gewichen, dass dies zur Einhaltung der Klimaziele notwendig sein wird. Es ist wichtig, zwei wesentliche Anwendungsfälle zu unterscheiden: Die Abscheidung von CO₂ aus Abgasströmen und die Abscheidung aus der Umwelt, sprich aus der Luft (*direct air capture, DAC*). Die Abscheidung aus Abgasströmen (*post-combustion capture*) ist zunächst der verfahrenstechnisch naheliegende Fall, denn hier liegen höhere Konzentrationen vor, so dass die Abscheidung einfacher ist und die lokalen Emissionen der Punktquelle können gleich vor Ort unter Einsatz von Membranen oder flüssigen Aminen wie MEA oder MDEA reduziert werden. Falls CO₂-Punktquellen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe kaum oder nicht mehr vorliegen, oder an anderen Orten CO₂ aus der Luft gefiltert werden soll, so ist für die *direct air capture* ein höherer Energieeinsatz (Strom und Wärme) vonnöten, um das CO₂ aus der Atmosphäre zu gewinnen. Für die junge Technologiefamilie der DAC-Anlagen bestehen größere Unsicherheiten in Bezug auf alle techno-ökonomischen Parameter verglichen mit der *post combustion capture* Methode (siehe Technologie-Bericht).

CO₂-Abscheidungs-Anlagen könnten zukünftig in Verbindung mit verbleibenden fossil befeuerten Verbrennungsprozessen, aber auch mit Verbrennungsprozessen, die Biomethan oder andere Brennstoffe inklusive synthetisch erzeugter Brennstoffe verwenden, zum Einsatz kommen. Die gewonnenen CO₂-Mengen könnten in einer weiteren leitungsgebundenen Infrastruktur großen untertägigen Speicherstätten zugeführt werden. Hier bestand während der Projektlaufzeit noch deutliche Ungewissheit, mittlerweile haben sich die Speicherabsichten und die Speichernotwendigkeiten deutlich konkretisiert. Im Vorhaben wurde jedoch eine CO₂-Infrastruktur nicht berücksichtigt. CO₂-Mengen konnten im Rahmen der Energiesystemmodellierung dieses Projektes lediglich als Input-Stoffstrom für Methanisierungsprozesse innerhalb derselben Modellregion eingesetzt werden.

Zwischenfazit

Mit Blick auf die Transformation des Energiesystems Gas zwischen dem Status Quo und einem Zieljahr 2045 bestehen Unsicherheiten. Diese rühren in den meisten Fällen nicht von ungelösten technologischen Herausforderungen. Im Bereich der Technologien wurden in den letzten 10 Jahren seitens Industrie, Herstellern, Wissenschaft, Verbänden, Regelwerks-Institutionen, Behörden, der EU-Kommission und der deutschen Regierungen wesentliche Hebel umgelegt, um auf mögliche Entwicklungen, insbesondere den Hochlauf einer Wasserstoff-Wirtschaft vorbereitet zu sein. Die in diesem Kapitel angesprochenen großen verbleibenden Unsicherheiten bestehen angesichts eines ausbleibenden Wasserstoff-Angebots und der zugehörigen Nachfrage im industriellen Maßstab. Die fehlende Planungssicherheit wird verstärkt durch die Unklarheit über zukünftige Energiepreise allgemein und für Wasserstoff im Speziellen. Dies erzeugt Investitionshemmungen seitens der zukünftig erwarteten Wasserstoffkunden. Infolgedessen stocken Produkt-Entwicklungen bzw. - Rollouts, Produktionen können nicht hochgefahren werden, Stückzahlen nicht steigen, Preise nicht sinken. Die zügige und verlässliche Klärung des Pfades zur Energiewende im Gas-System ist daher die entscheidende Aufgabe der Politik im Hinblick auf die Loslösung von der Verbrennung fossilen Gases.

4. Untersuchung gesamtwirtschaftlich optimaler Transformationspfade

4.1 Zielsetzung

Ziel der Gesamtsystemoptimierung war es unter Weiterentwicklung eines bestehenden Optimierungsframeworks und Modellierung eines gegenüber früheren Untersuchungen geographisch umfangreicheren und detaillierteren Systems die Gasinfrastrukturentwicklung entlang der Transformation des zunehmend sektorengkoppelten europäischen Energiesystems zu untersuchen. Dafür mussten umfangreiche und vielfältige Daten ermittelt, prozessiert und in das Energiesystemmodell eingebunden werden. Dies umfasst neben Technologiedaten unter anderem Szenariodaten der Nachfrageentwicklung, Kapazitäten der bestehenden Infrastrukturen und Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energie.

Im Folgenden werden die genutzte Modellumgebung, die Ausgestaltung des europäischen Energiesystemmodells sowie die in der Modellierung genutzten Daten und Szenarien im Detail dargestellt.

4.2 REMix-Modellumgebung

Die Analyse der kostenoptimalen Transformation der Energieinfrastrukturen aus Gesamtsystemsicht in Europa basiert auf der Nutzung des Optimierungsframeworks REMix (Gils et al. 2017). Dieses Framework wird in verschiedenen Versionen seit 2006 am DLR entwickelt und wurde 2023 unter offener Lizenz veröffentlicht (Wetzel et al. 2024). REMix ist insbesondere darauf ausgelegt, großskalige Multi-Energie-Systeme zu modellieren, um damit den zukünftigen Bedarf nach Technologien für Wandlung, Speicherung, Transport und flexible Nutzung von Energie zu bestimmen. Auf Grundlage eines generischen Modellierungsansatzes für diese Technologien, und die Verfügbarkeit zahlreicher Features und Optimierungsverfahren bietet REMix zahlreiche Möglichkeiten Pfade zu einer nachhaltigen, kostengünstigen und sicheren Energieversorgung zu ermitteln. REMix wurde bereits in zahlreichen Arbeiten mit unterschiedlichen Zielsetzungen und Untersuchungsgebieten eingesetzt. Im Rahmen der hier beschriebenen Analysen wurde mit einer kontinuierlichen linearen Optimierung unter Minimierung der Gesamtsystemkosten gearbeitet.

4.3 Untersuchungsgebiet, Technologieumfang und Szenariojahre

Das im Rahmen des Projekts *Fahrplan Gaswende* mit REMix modellierte System fokussiert insbesondere auf die Transformation des Gassystems als Teil eines sektorengkoppelten Energiesystems. Die wichtige Rolle, die heute Erdgas als Energieträger in der Wärme- und Stromversorgung hat, soll zukünftig zumindest teilweise von Wasserstoff übernommen werden. Dabei gilt es zu bestimmen, welche Infrastrukturen dafür benötigt werden. Dies umfasst neben Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff (Wasserelektrolyse, Import) auch die Speicherung sowie den Transport über Pipelines. Frühere Untersuchungen mit REMix haben gezeigt, dass die flexible Erzeugung von Wasserstoff einen großen Beitrag zur besseren Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ermöglicht (Gils et al. 2021; Wetzel et al. 2023; Sasanpour et al. 2021). Allerdings wurde dabei kein Wasserstoffnetz modelliert, oder die Analysen waren im Wesentlichen auf Deutschland beschränkt, weswegen keine Aussagen über die mögliche Bereitstellung des Wasserstoffs aus dem europäischen und nicht-europäischen Ausland möglich waren. Um dies zu erweitern, wurde im *Fahrplan Gaswende* ein gesamteuropäisches Energiesystemmodell entwickelt, dass zur besseren Berücksichtigung von Netzengpässen zudem für die größeren Länder sub-national aufgelöst ist

(Abbildung 1). Der Zuschnitt der Regionen wurde dabei so gewählt, dass insbesondere Leitungen und Flüsse innerhalb Deutschlands, sowie für den Import nach Deutschland detailliert abgebildet wurden, wohingegen der Detailgrad in Gebieten mit geringerer Energienachfrage weniger hoch ist. So ergibt sich für die 34 Länder im Untersuchungsgebiet eine Gesamtzahl von 57 Modellknoten, innerhalb derer alle Anlagen eines Typs als eine Einheit betrachtet werden.



Abbildung 1: Regionenkarte des REMix-Modells (© EuroGeographics bezüglich der Verwaltungsgrenzen)

Transportnetze werden dabei für Strom, Wasserstoff und Erdgas/Methan explizit modelliert. Aufgrund der großen Technologie- und Energieträgervielfalt wie auch des darin liegenden Flexibilitätspotenzials (Schaffert et al. 2022) ist auch der Wärmesektor sehr detailliert im Modell abgebildet. Der Verkehrssektor ist über die dort entstehende Strom- und Wasserstoffnachfrage sowie das flexible Laden von Batterieelektrofahrzeugen im Modell berücksichtigt. Eine Übersicht der modellierten Technologien bietet Tabelle 1.

Um die Transformation des Systems zu einer klimaneutralen Versorgung im Jahr 2050 zu erfassen, wird die Entwicklung des heutigen Systems für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 modelliert. Dabei kommt eine myopische Ausbauplanung zum Einsatz, d.h. dass die Bestandsanlagen in den Folgejahren berücksichtigt werden, solange sie ihre technische Lebensdauer noch nicht überschritten haben. Neben dem Ausbau wird auch der stündliche Einsatz aller Anlagen im System für das jeweilige Jahr in einer integrierten Optimierung ermittelt. Von der Kapazitätsoptimierung ausgenommen sind einige wenige Technologien, deren Potenziale schon heute erschöpft sind, spezifisch (Pump-) Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke, sofern nicht bereits zusätzliche Kapazitäten für diese angekündigt worden sind. Sofern der Ausbau von verfügbaren Potenzialen, z.B. verfügbarer und geeigneter Flächen für die Wind- und Solarstromerzeugung abhängt, wurden diese als Obergrenzen des Ausbaus im REMix-Modell berücksichtigt.

Tabelle 1: Technologien im REMix-Modell, sortiert nach Ausgangs-Commodity. Die Information in Klammern in der Spalte „Wärme“ verweist auf die insgesamt 17 modellierten Wärmegruppen (Gils 2015). Technologien, deren Austritts-Commodity eine andere als die in den Spalten gelisteten ist, sind nicht aufgeführt (d.h. Kompressoren und Transformatoren).

	Strom	Erdgas	Wasserstoff	Wärme	CO ₂
Wandlung	<ul style="list-style-type: none"> - Dampfturbine¹ - Dampfturbine-KWK² - Gasturbine³ - Gasturbine-KWK³ - GuD³ - GuD-KWK³ - Laufwasserkraftwerk - Motor-BHKW³ - Photovoltaik (Dach) - Photovoltaik (Freifläche, fest) - Windturbine (offshore, fest) - Windturbine (offshore, schwimmend) - Windturbine (onshore, schwach) - Windturbine (onshore, stark) 	<ul style="list-style-type: none"> - Methanisierung (biologisch) - Methanisierung (katalytisch) 	<ul style="list-style-type: none"> - Elektrolyse (alkalisch) - Elektrolyse (Festoxid) - Elektrolyse (PEM) - Dampfreformierung - Dampfreformierung mit CCS 	<ul style="list-style-type: none"> - Boiler (Gebäude)⁴ - Boiler (Industrie)⁵ - Boiler (Wärmenetz)⁶ - Dampfturbine-KWK (Wärmenetz)² - Dampfturbine-KWK (Industrie)² - Gasturbine-KWK (Industrie)³ - GuD-KWK (Wärmenetz)³ - Motoren-BHKW (Gebäude)³ - Motoren-BHKW (Wärmenetz)³ - Solarthermie (Wärmenetz) - Wärmepumpe (Gebäude, Erdsonde) - Wärmepumpe (Gebäude, Luft) - Wärmepumpe (Industrie, Wasser) - Wärmepumpe (Wärmenetz) 	<ul style="list-style-type: none"> - Direct Air Capture*
Speicherung	<ul style="list-style-type: none"> - Batterie-elektrische Fahrzeugflotte - Lithium-Ionen-Batterie - Pumpwasserspeicher-kraftwerk - Speicherwasser-kraftwerk 	<ul style="list-style-type: none"> - Porenspeicher - Salzkaverne 	<ul style="list-style-type: none"> - Salzkaverne (neu) - Salzkaverne (umgewidmet) 	<ul style="list-style-type: none"> - Wärmespeicher (Gebäude) - Wärmespeicher (Industrie, < 100 °C) - Wärmespeicher (Industrie, >100 °C) - Wärmespeicher (Wärmenetz) 	
Transport	<ul style="list-style-type: none"> - Gleichstrom-Übertragungsnetz - Wechselstrom-Übertragungsnetz 	<ul style="list-style-type: none"> - Fernleitungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Fernleitungen (neu) - Fernleitungen (umgewidmet) 		
Import		<ul style="list-style-type: none"> - Fernleitungen - LNG-Terminals 	<ul style="list-style-type: none"> - Fernleitungen 		

¹separat modelliert für folgende Energieträger: Atomkraft, Biomasse, Braunkohle, Geothermie, Steinkohle
²separat modelliert für folgende Energieträger: Biomasse und Steinkohle
³separat modelliert für folgende Energieträger: Biogas/Erdgas und Wasserstoff
⁴separat modelliert für folgende Energieträger: Biogas/Erdgas, Öl, Steinkohle, Strom und Wasserstoff
⁵separat modelliert für folgende Energieträger: Biogas/Erdgas, Braunkohle, Öl, Steinkohle, Strom und Wasserstoff
⁶separat modelliert für folgende Energieträger: Biogas/Erdgas, Biomasse, Strom und Wasserstoff
*zu Verpressung oder Nutzung

4.4 Szenarien

Die Entwicklung der Nachfrage nach den verschiedenen Energieträgern in den Endnutzungssektoren Gebäude, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft ist im Wesentlichen ein exogener Input für das Modell. Dementgegen wird optimiert, unter Nutzung welcher Technologien Strom, Wasserstoff, Methan und Wärme bereitgestellt werden. Folglich muss die Betrachtung der z.B. an demographische und wirtschaftliche Faktoren, aber auch Konsumentenverhalten gekoppelte Energienachfrageentwicklung außerhalb von REMix erfasst werden. Dies erfolgte unter anderem im abgeschlossenen Vorhaben BEniVer, in dem das DLR detaillierte Szenarien für das zukünftige europäische Energie- und Verkehrssystem abgeleitet hat. Hintergrund und Ausgestaltung dieser Szenarien sowie deren Einbindung in REMix sind im Folgenden beschrieben.

4.4.1 Rahmenszenarien

Im Rahmen des Projekts BEniVer wurden verschiedene Rahmenszenarien für die Transformation des europäischen Energie- und Verkehrssystems entwickelt. Dabei wurden detaillierte Transformationspfade für 35 verschiedene Länder abgeleitet. Der Fokus der Szenarienentwicklung lag auf der Ableitung konsistenter Pfade für die schrittweise Beendigung der Nutzung fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor, sowie der Bereitstellung der zukünftig als Ersatz verwendeten Energieträger. Es wurden unter anderem drei Zielszenarien entwickelt, in denen jeweils unterschiedliche Energieträger eine herausragende Rolle bei der Versorgung der Nachfrage im Verkehrssektor spielen. Im Szenario SYN wird insbesondere auf synthetische Kraftstoffe gesetzt, im Szenario HYD hingegen auf Wasserstoff. Szenario DEL bildet hingegen eine Fokussierung auf batterieelektrische Antriebe ab. Für die Energienachfrage in Gebäuden und Industrie wurden jeweils damit konsistente Entwicklungen angenommen. So ist beispielsweise im Szenario DEL die direkte Elektrifizierung dort auch stärker ausgeprägt. Die genannten drei Szenarien definieren die wesentlichen Storylines in den REMix-Analysen im Projekt (Abbildung 2). Eine ausführliche Dokumentation der Szenarien ist im Anhang von (Wulff et al. 2025) enthalten. Die hier verwendeten Szenarien gehen alle von der gleichen wirtschaftlichen und demographischen Entwicklung aus und erreichen Klimaneutralität in 2050.



Abbildung 2: Übersicht der Storylines für die Rahmenszenarien und deren Anpassung im Projekt Fahrplan Gaswende

Für das Projekt *Fahrplan Gaswende* wurden kleinere Veränderungen am Szenario DEL sowie eine Umbenennung der Szenarien umgesetzt. Das Szenario HYD wird im Folgenden als *H2* bezeichnet. Im Szenario DEL wurde für Deutschland eine Erhöhung der durch Wärmenetze und Wasserstoff bereitgestellten Energiemenge auf Kosten der direkten Stromnutzung umgesetzt, und das Szenario in *ELEC* umbenannt. Die quantitativen Auswirkungen dieser Anpassung sowie der Vergleich der Nachfragen in Deutschland im Szenariojahr 2050 können Tabelle 2 entnommen werden. In allen anderen Ländern wurde das Szenario DEL darin direkt übernommen.

Tabelle 2: Energieträgerspezifische Nachfragen für Deutschland im Szenariojahr 2050 in den betrachteten Rahmenszenarien.

Nachfragekomponente	Elektrifizierung (ELEC)	Wasserstoff (H2)	Synthetische Kraftstoffe (SYN)
Strom für Batterieantriebe im Verkehrssektor	182 TWh	147 TWh	159 TWh
Strom für elektrische Wärmeerzeugung	250 TWh	146 TWh	128 TWh
Wasserstoffnachfrage in Verkehr, Industrie und Gebäuden	230 TWh	617 TWh	953 TWh
Methannachfrage in Verkehr, Industrie und Gebäuden	0 TWh	0 TWh	593 TWh
Wärmebereitstellung durch Wärmenetze	250 TWh	178 TWh	199 TWh

Die eingeführten Rahmenszenarien definieren die Nachfrageentwicklung für die verschiedenen Energieträger. Dies ist in Abbildung 3 detailliert für die verschiedenen Sektoren und Subsektoren dargestellt.



Abbildung 3: Übernahme und Disaggregation der Nachfrage im REMix-Modell.

Für das europäische Untersuchungsgebiet ergeben sich aus in den Szenarien getroffenen Annahmen zur Technologieentwicklung und -verbreitung deutliche Unterschiede bei den Nachfragen der verschiedenen Energieträger. Dies ist für das Gesamtgebiet in Abbildung 4 und Abbildung 5 für die modellexogene Nachfrage nach Strom bzw. Wasserstoff dargestellt.

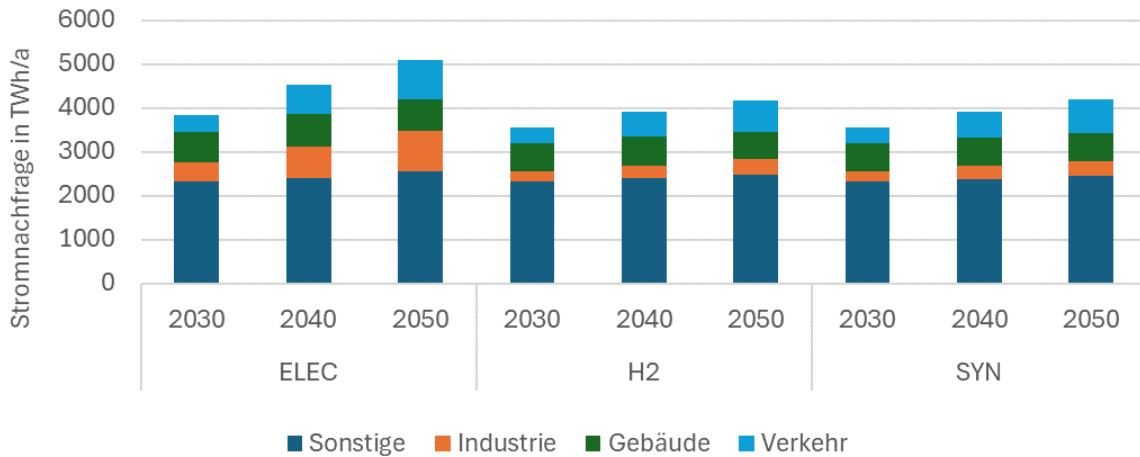


Abbildung 4: Angenommene Entwicklung und sektorale Aufteilung der Stromnachfrage im Untersuchungsgebiet in den Szenarien (ohne Stromnachfrage der Elektrolyse, die endogen in REMix ermittelt wird).

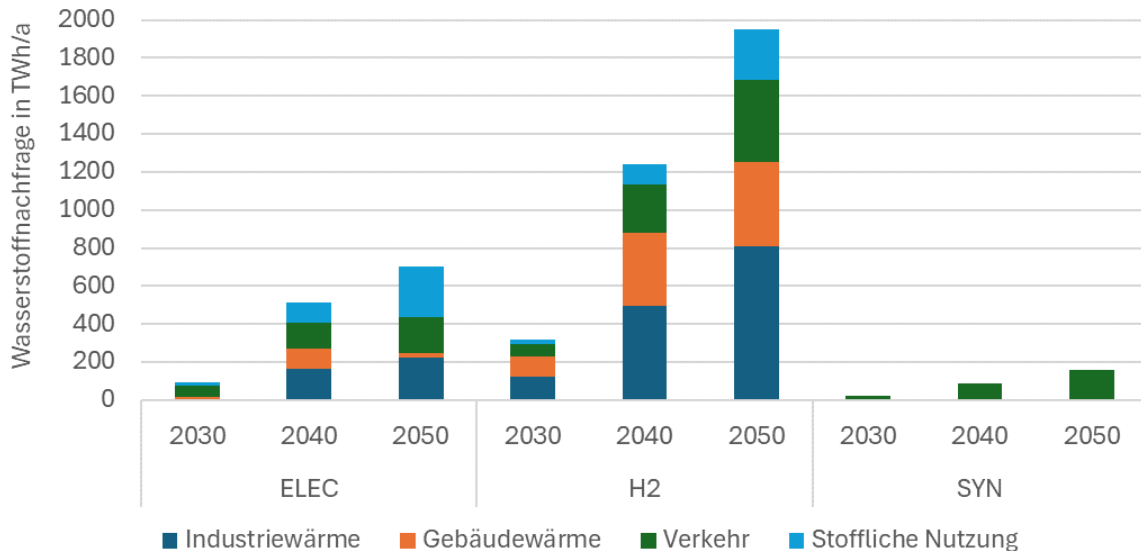


Abbildung 5: Angenommene Entwicklung und sektorale Aufteilung der Wasserstoffnachfrage im Untersuchungsgebiet in den Szenarien.

Die Wirkung der Szenarien in REMix besteht insbesondere darin, dass die Versorgungsinfrastrukturen einschließlich Speichern und Netzen der jeweiligen Nachfrage angepasst werden müssen. Zudem schränken die Grade der Elektrifizierung und Wasserstoffdurchdringung die mögliche Flexibilität z.B. durch Wärmepumpen, Elektrolyseure und gesteuerte Fahrzeugladung ein. Außerdem wirken sie potenziell auf die Nutzung der Freiheitsgrade in der Strom- und Wärmeversorgung.

4.4.2 Szenarienvarianten zu Kosten und Verfügbarkeit von importiertem Wasserstoff

Da die Annahmen für Wasserstoffkosten und -verfügbarkeit zentral sind für die Untersuchung der zukünftigen Gasinfrastruktur, wurden Szenarienvarianten entwickelt, die die Robustheit der Ergebnisse prüfen und einen Korridor aufspannen, der die Bandbreite wahrscheinlicher zukünftiger Entwicklungen abbildet. Zwei der Szenariovarianten unterscheiden sich in den Rohstoffkosten für per Schiff oder Pipeline importierten Wasserstoff. Die Kosten basieren auf dem globalen Power-to-X Potenzialatlas vom Fraunhofer IEE und der Universität Kassel (Fraunhofer IEE 2021). Die Importkosten

wurden für die Regionen Nordafrika, Südafrika, Nordamerika, Südamerika, mittlerer Osten und Osteuropa (nicht-EU-Länder) für die Transportmittel Schiff und Pipeline extrahiert, wobei aus der angegebenen Preisspanne im Szenario „H2CostLow“ das niedrigere und in „H2CostHigh“ das mittlere Kostenniveau verwendet wurde. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Lage wurde in einer weiteren Szenarienvariante „RestrictH2Exports“ der Import von Wasserstoff aus Russland und der Ukraine im Modell ausgeschlossen.

4.4.3 Einbindung der Szenarien in REMix

Die Daten aus dem Rahmenszenario liegen in der räumlichen Dimension in NUTS-0-Auflösung vor. Um die Bedarfe auf die betrachteten Regionen zu disaggregieren, wurden verschiedene Verteilschlüssel verwendet. Die Wärmenachfrage wird auf Basis der heutigen Bedarfe auf die Regionen (Abbildung 1) aufgeteilt. Dafür wird auf die Ergebnisse des Projekts HotMaps³ zurückgegriffen. Um den Wärmebedarf für Gebäude zu verteilen, wurden die Kategorien „Heat density residential sector“ und „Heat density non-residential sector“ verwendet (Andreas Mueller und Mostafa Fallahnejad 2020), für Industriewärme wurde auf den indirekten Indikator der Emissionen „industrial sites emissions“ zurückgegriffen, da dieser mit dem Wärmebedarf korreliert. Wärmebedarf für Wärmenetze wurden hingegen auf Basis von Wärmenetzpotenzialen nach (GEORGATI und Nielsen 2025) verteilt. Diese Potenziale stammen aus dem Forschungsprojekt iDesignRES⁴, in dem Wärmenachfragedaten mit einer umfassenden GIS-Modellierung verschnitten wurden. Für die Verteilung von Wasserstoff und Erdgas konnte ein im DLR entwickeltes Tool zur regionalen Aufschlüsselung von Gasbedarfen in den Sektoren Industrie und Verkehr genutzt werden. Es verteilt den Gesamtbedarf auf Basis benutzerdefinierter oder standardisierter Shapefiles unter anderem auf Stahlwerke, Ammoniak-Produktionsstätten, Raffinerien sowie verschiedene Verkehrsträger wie Pkw, Busse, Lkw und Flugverkehr. Mit Hilfe dieses Tools konnte der Gasbedarf der Industrie, des Straßenverkehrs und des Flugverkehrs auf die gewählte Regionalisierung angepasst werden. Alle anderen Bedarfe, wie die Stromnachfrage der Haushalte oder der Elektrofahrzeuge wurde auf Basis der Bevölkerungsverteilung disaggregiert (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Verteilschlüsselwahl für die separat erfassten Nachfragetypen und Energieformen.

Nachfragetyp	Energieform	Verteilschlüssel
Endnutzengeräte	Strom	Bevölkerungsverteilung
HH/GHD	Wärme	Hot Maps Buildings
DH	Wärme	iDesignRES
Industrie	Wärme	Hot Maps Industrie
Flugbetrieb	H ₂	RegTool Aviation
Straßenverkehr	Strom	Bevölkerungsverteilung
Straßenverkehr	H ₂	RegTool RoadTransportH2
Straßenverkehr	CH ₄	RegTool RoadTransportCH4
Stofflicher Bedarf Industrie	H ₂ /CH ₄	RegTool NonEnergy

³ Das EU-geförderte Projekt Hotmaps (<https://www.hotmaps.eu/map>) besteht aus einer offenen, webbasierten Toolbox, die Behörden, Energieagenturen und Stadtplanern bei der strategischen Planung von Wärme- und Kältesystemen auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene unterstützt. Die Plattform ermöglicht die Kartierung von Energiebedarfen und -potenzialen, die Modellierung von Versorgungsszenarien sowie die Bewertung von Kosten und Emissionen, um effiziente und klimafreundliche Versorgungsstrategien zu entwickeln.

⁴ <https://idesignres.eu/>

4.5 Daten

Der folgende Abschnitt erläutert die für das REMix-Modell genutzten Datenquellen und deren Prozessierung. Ergänzende Informationen liefert Anhang A.

4.5.1 Techno-ökonomische Daten

Die techno-ökonomischen Daten für Konverter- und Speichertechnologien wurden hauptsächlich den Datenkatalogen der Dänischen Energieagentur⁵ (DEA) entnommen. Diese werden automatisiert in das abgestimmte Datenformat überführt. Dabei werden unter anderem Heizwerte in Brennwerte umgerechnet, Ausfallzeiten aggregiert sowie fehlende Jahreswerte interpoliert. Die automatisierte Routine zur Datenkonvertierung ermöglicht eine effiziente Aktualisierung der Datensätze bei Änderungen in den Originalquellen – ohne größeren manuellen Aufwand. Gleichzeitig erlaubt das Format eine problemlose Wiederverwendbarkeit der Daten in anderen Projekten und Modellierungsumgebungen. Techno-ökonomische Daten des Gassektors (Gasspeicher, Methanisierung, Gastransport etc.) wurden separat recherchiert und in die Dateneingangstabellen eingetragen.

4.5.2 Bestandsanlagen

Der Datensatz über die Bestandsanlagen wurde mithilfe der öffentlich verfügbaren Software *powerplantmatching* (PPM) erstellt (Hofmann et al. 2023). In Tabelle 14 im Anhang sind die Datensätze aufgelistet, die damit zur Erstellung des Modelldatensatzes miteinander verknüpft worden sind. Der resultierende Datensatz wird mit den finalen Projektergebnissen im Rahmen einer Zeitschriftenpublikation veröffentlicht. Abbildung 6 zeigt eine Übersicht über die enthaltenen Kraftwerke exklusive Windturbinen, um die Übersichtlichkeit zu erhöhen.

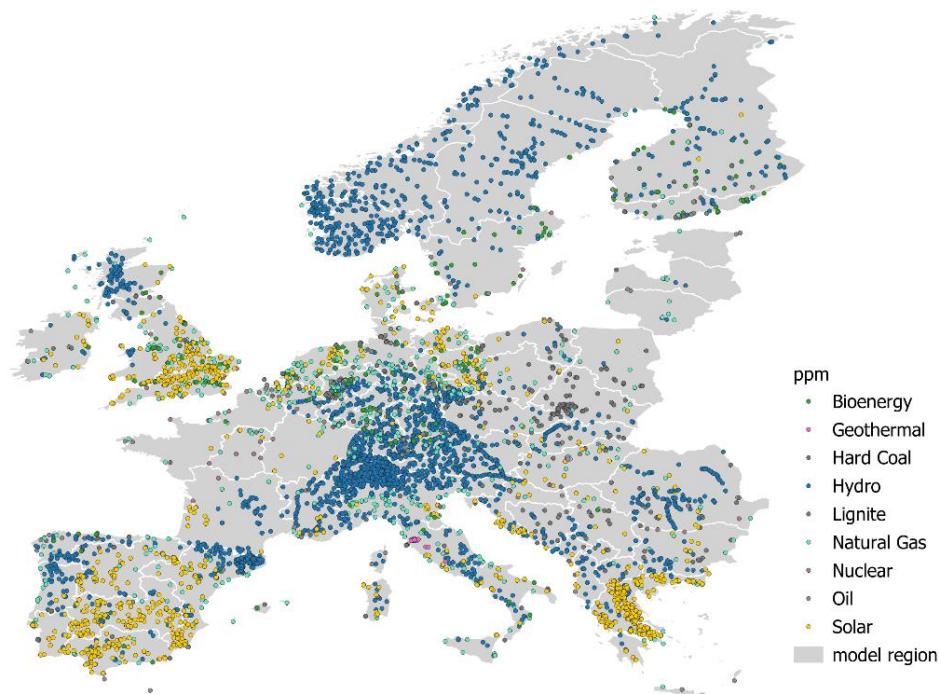


Abbildung 6: Verteilung der berücksichtigten Bestandsanlagen im REMix-Modell von Fahrplan Gaswende, für die Übersichtlichkeit unter Ausnahme der Standorte von Windturbinen.

⁵ <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>

4.5.3 Annahmen zu Biomasseverfügbarkeit, Energieimporten und Energieträgerpreisen

Um die Gasinfrastruktur möglichst detailliert darzustellen, werden Brennstoffe differenziert dargestellt, was eine Abbildung verschiedener Importrouten und mit ihnen verbundene Kosten ermöglicht. So wird ein in der Zukunft möglicher Import von grünem Wasserstoff, wie auch eine weitere Förderung und der Import von fossilem Erdgas nach der Herkunftsregion unterschieden (siehe Tabelle 15 im Anhang).

Im REMix-Modell können die fossilen und nuklearen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdöl, und Uran sowie auch grüner Wasserstoff in unbegrenzten Mengen von außerhalb des Bilanzraums importiert werden. Eine Obergrenze wird für den Import von LNG⁶ und Methan vorgegeben, wobei für Methan zwischen dem Import von den Förderplattformen in der Nordsee und einem Erdgasimport aus Nordafrika bzw. Osteuropa unterschieden wird, deren Potenzial durch die maximale stündliche heutige Pipelinekapazität limitiert ist. Demgegenüber stehen innerhalb des Bilanzraums lediglich nachhaltige, regional begrenzte Ressourcen zur Verfügung: Biomasse und Biogas sind durch jährliche Mengengrenzen limitiert und Biogas zusätzlich an ein zeitlich konstantes Verfügbarkeitsprofil gebunden, um der gleichbleibenden Biogasproduktion durch Biogasanlagen Rechnung zu tragen.

Die Brennstoffkosten werden für Wasserstoff- und Methanimporte nach dem Herkunftsland und der Transportart (Schiff/Pipeline) unterschieden. Alle anderen Brennstoffe wurden mit einem globalen Preis versehen, der gegebenenfalls nach Stützjahr variiert.

4.5.4 Nachfrage-, Erzeugungs- und Flexibilitätsprofile

Nachfrageprofile

Da sich die jährliche Energienachfrage sowohl hinsichtlich ihres Typs – etwa Haushalte, Industrie oder batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) – als auch in Bezug auf die genutzte Energieform wie Strom, Wärme oder Gas unterscheidet, fließen entsprechend differenzierte Lastprofile in den Datensatz ein. Dafür wurden verschiedene Quellen verwendet (siehe Tabelle 4).

Die meisten Lastprofile stammen aus abgeschlossenen Forschungsprojekten, wie beispielsweise *eXtremOS*. Andere wurden ebenfalls ursprünglich in Forschungsprojekten entwickelt, anschließend jedoch weiterverarbeitet – etwa die Wärmebedarfszeitreihen aus dem Projekt *When2Heat*. In diesen wurde der Raumwärmebedarf im Zuge des Klimawandels angepasst und für zukünftige Jahre entsprechend abgesenkt. Abweichend davon wurden die Nachfrageprofile für Elektrofahrzeuge mithilfe des am DLR entwickelten Open-Source-Tools *venco.py* (Miorelli et al. 2025) generiert.

EE-Erzeugungs-Profile

Die zeitlich aufgelösten Erzeugungsprofile für erneuerbare Energien (EE) wurden mithilfe des am DLR entwickelten Tools *EnDAT*⁷ generiert. Dabei erfolgt eine differenzierte Betrachtung der verschiedenen Erzeugungstechnologien: Windenergie offshore (fest installiert/schwimmend), Windenergie onshore (Starkwind/Schwachwind) sowie Photovoltaik auf Dachflächen und Freiflächenanlagen. Die Berechnung der potenziellen Einspeiseleistung basiert auf einem hochaufgelösten geographischen

⁶ <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-01/System%20Capacity%20Map%202025%20-%20Capacities.xlsx>

⁷ <https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/infrastruktur/modelle/endat>

Raster, das meteorologische und standortspezifische Gegebenheiten berücksichtigt. Anschließend wurden die Rasterergebnisse auf die im Modell verwendeten regionalen Einheiten aggregiert, um eine konsistente Integration in das Energiesystemmodell zu ermöglichen. Die Methodik ist in [Scholz 2012] detailliert dargelegt.

Tabelle 4: Primärquellen der separat erfassten Nachfrageprofiltypen und Energieformen.

Nachfrageprofiltyp	Energieform	Quelle	Link
Endnutzegeräte	Strom	ENTSO-E	https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/legacy%20data/legacy%20data2012.html
BEV	Strom	eigene Berechnung mit venco.py	https://pypi.org/project/vencopy/
Gebäude	Wärme	Projekt When2Heat	https://www.econstor.eu/bitstream/10419/249997/1/Ruhnau%20and%20Muessel%202022.%20Update%20and%20extension%20of%20the%20When2Heat%20dataset.%20Working%20Paper.pdf
Wärme-netze	Wärme	Projekt eXtremOS, Load Curves of the Private Household Sector – eXtremOS solidEU Scenario (Europe NUTS-3)	https://opendata.ffe.de/dataset/load-curves-of-the-private-household-sector-extremos-solidEU-scenario-europe-nuts-3/
Industrie	Wärme	Projekt MuSeKo	https://elib.dlr.de/135971/1/MuSeKo-Endbericht-2020-08-31.pdf
HH/GHD/Industrie	H ₂ /CH ₄	Projekt eXtremOS, Load Curves of the Private Household Sector – eXtremOS solidEU Scenario (Europe NUTS-3)	https://opendata.ffe.de/dataset/load-curves-of-the-private-household-sector-extremos-solidEU-scenario-europe-nuts-3/ .

Wärmepumpen-Arbeitszahl

Da die Arbeitszahl (COP, Coefficient of Performance) von Wärmepumpen abhängig von der Außentemperatur ist, wird dieser nicht als skalare Größe, sondern als Profil berücksichtigt. Die finalen COP-Zeitreihen wurden auf Basis der regionenspezifischen Außentemperaturzeitreihen, die als Nebenprodukt der EnDAT-EE-Zeitreihenberechnung ausgegeben werden, erstellt. Für die Berechnung der stündlichen COP-Werte aus der Temperatur wurde die Berechnungsformel aus Abschnitt 5.1.2 verwendet.

Mobilitäts-Profile

Zur Modellierung der Elektromobilität im REMix-Modell wurden mithilfe des Open-Source-Tools venco.py (Miorelli et al. 2025) je fünf zeitlich aufgelöste Profile für vier unterschiedliche Regionencharakteristika generiert. Diese bilden die zentralen Randbedingungen für Lade- und Fahrverhalten ab und ermöglichen eine differenzierte Berücksichtigung des Systemverhaltens von batterieelektrischen Fahrzeugen. Um der erwarteten Heterogenität künftigen Ladeverhaltens gerecht zu werden, wird die Gesamtflotte in zwei Teilmengen aufgeteilt:

- Flexibel steuerbare Fahrzeuge, deren Ladeverhalten energiesystemseitig optimierbar ist. Dies umfasst sowohl gesteuertes Laden als auch die Rückspeisung ins Stromnetz („vehicle-to-grid“)
- Nicht steuerbare (nutzergeführte) Fahrzeuge, die bei Netzanschluss sofort geladen werden

Die nicht steuerbare Teilflotte wird im Modell nicht im Detail abgebildet, sondern als zusätzliche Stromlast berücksichtigt. Deren zeitlicher Verlauf ergibt sich aus einem festen unflexiblen Lastprofil, das repräsentativ für typisches Ladeverhalten ist. Die flexibel steuerbare Teilflotte hingegen bedient ein zeitlich aufgelöstes Fahrprofil, das die stündliche Fahrstromnachfrage (in kWh/h) abbildet. Die zulässige maximale Ladeleistung dieser Fahrzeuge wird durch ein separates Ladeleistungsprofil begrenzt. Dieses berücksichtigt die aggregierte Ladeleistungskapazität der Flotte unter Berücksichtigung der Fahrzeugverfügbarkeit zu jedem Zeitpunkt.

Ergänzend dazu ist der State of Charge (SOC) der Fahrzeugbatterien durch zwei weitere Profile begrenzt: Ein definierter Minimal- und Maximalwert bildet das zulässige SOC-Band ab, innerhalb dessen der Ladezustand im Optimierungsmodell variiert werden darf (vgl. Abbildung 7). Dieses Band stellt sicher, dass ein Mindestfüllstand für spontane Fahrten und systemdienliche Flexibilität gleichermaßen berücksichtigt werden können.

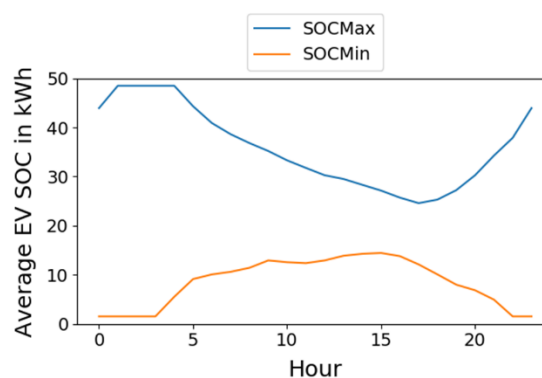


Abbildung 7: Exemplarischer Verlauf des Batterie-SOC über den Verlauf eines Tages

4.6 Schnittstellen

In diesem Abschnitt werden die entwickelten Schnittstellen zwischen den verwendeten Eingangsdaten und Software-Tools beschrieben. Abschnitt 4.6.1 handelt von der Schnittstelle Eingangsdaten/REMIX-Modell, die mit dem neu entwickelten *REMIX-Eur model generator* abgebildet wird. In Abschnitt 4.6.2 wird die Schnittstelle zwischen REMIX-Ausgangsdaten und MuGriFlex beschrieben.

4.6.1 Vorprozessierung der Eingangsdaten: der REMIX-Eur model generator

Die Vorprozessierung der REMIX-Eingangsdaten umfasst unter anderem die einheitliche Umwandlung von Einheiten, das Umrechnen von Kosten in eine Währung und auf ein einheitliches Preisjahr, die konsistente Benennung von Technologien, die Bereinigung gegebenenfalls fehlerhafter Eingangsdaten, das Einlesen unterschiedlicher frei verfügbarer Datensätze und Formate, die Handhabung unterschiedlicher Eingangsdaten für unterschiedliche Szenarien inklusive das Herausfiltern nicht benötigter Daten und schließlich die datengetriebene Umformung in das benötigte Format. Dazu gehört auch die Festlegung eines gemeinsamen Datenformats für das Projekts, das die Grundlage für den *REMIX-Eur model generator* bildet, in dem die zuvor genannten Schritte gebündelt sind.

Der *REMIX-Eur model generator* ist eine in Python geschriebene Software und stellt eine Erweiterung des REMIX-Frameworks dar, auf dessen *Instance*-Klasse sie aufbaut. Im Zuge der noch ausstehenden Veröffentlichungen zum Projekt soll sie Open-Source gestellt werden. Sie deckt sowohl die Konvertierung skalarer Eingangsparameter wie Kosten, Wirkungsgraden oder Transportkapazitäten

ab, als auch die Konvertierung von zeitlichen Nachfrage- oder Potentialprofilen in das jeweils gültige Modellformat.⁸ Zu den Funktionen gehört die nahtlose Integration von Ausgangsdaten anderer in der Energiesystemanalyse genutzter Open-Source-Tools. So ist die Konvertierung des Outputs der genutzten Version des *powerplantmatching*-Tools (also Daten zu Bestandsanlagen, vgl. Abschnitt 4.5.2) inklusive Korrektur bekannter Daten-Schwachstellen ebenso implementiert wie die Umwandlung von Output des *venco.py*-Tools zur Erstellung von Profilen für die Modellierung von Elektrofahrzeugen. Auch die Daten aus *EnDAT* sind auf diese Weise integriert.

4.6.2 Umwandlung der REMix-Ergebnisse für die Nutzung in MuGriFlex

Die Ergebnisse des REMix-Modells können nicht direkt in das Eingabeformat des MuGriFlex-Modells geschrieben werden. Daher musste eine Schnittstelle zwischen dem REMix-Ausgabeformat und einem Tabellenprogramm erstellt werden, um die Daten dort zu validieren, zu transformieren und in ein MuGriFlex-kompatibles Format zu überführen. Als Resultat wurde ein Konvertierungstool entwickelt, das die gesamten sowie die zuletzt zugebauten Kapazitäten aller in REMix betrachteten Technologien in eine Tabelle überführt und in weiteren Tabellen die Zeitreihen für den Verbrauch und die Erzeugung von Energieträgern, sowie deren Transport und Speicherung für jedes Bundesland separat zusammenstellt.

4.7 REMix-Modellentwicklung

Für die angestrebten Analysen des europäischen Energiesystems waren zahlreiche Erweiterungen und Verbesserungen am genutzten Modellierungsframework REMix (Abschnitt 4.7.1) erforderlich. Dies umfasst einerseits die Modellierung neuer Technologien (Abschnitt 4.7.2) und andererseits die Implementierung der Option der Umwidmung von Erdgaspipelines und Erdgas-Salzkavernenspeichern auf ihr jeweiliges Wasserstoff-Äquivalent.

4.7.1 Erweiterungen im REMix-Framework

Als Grundlage des genutzten Modellierungsworkflows wurde in einigen Iterationen die *Instance*-Klasse in *remix.framework* implementiert. Diese dient als Grundlage für den *REMix-Eur model generator* (vgl. Abschnitt 4.6.1) und erlaubt das Aufsetzen eines kompletten REMix-Modells in einem einzigen Python-Objekt.

Ergänzend wurde die myopische Pfadoptimierung im Hinblick auf die zu berücksichtigende Stilllegung von Bestandsanlagen korrigiert und erweitert. Für die Zieljahresoptimierung wurde zudem die Abbildung der Stilllegung von Anlagen verbessert. Um unterschiedliche Charakteristiken von Übertragungsnetzen über Land, unter der Erde und im Wasser abbilden zu können, wurden zuvor durch REMix fest vorgeschriebene Entfernungstypen flexibilisiert.

Mit den zuvor in REMix integrierten Solver-Optionen waren die Modellinstanzen nicht lösbar. Darum mussten einerseits neue Optionen (z.B. *roundcoefs*, zur Vermeidung numerischer Probleme) entwickelt, andererseits existierende Solver-Optionen (z.B. *bardense*, *numericfocus*, *scaling*) integriert werden.

⁸ Im bestehenden Modell werden je nach gewählter Pfadoptimierung (Zieljahr oder myopisch) etwa 30 bis über 300 Dateien (Dateiformate: „csv“, „dat“, „geojson“, „xlsx“, „yaml“) eingelesen und in der genutzten REMix-Version 0.13.0 in 45 Ausgangsdateien (Dateiformat: „csv“ oder „dat“) geschrieben, die pro Rechnung und Szenario das jeweilige Modell darstellen.

Grundsätzlich wird in REMix Anlagenzubau und -Dispatch in einem Lauf optimiert. Das führt allerdings dazu, dass die Grenzkosten einzelner Commodities pro Region und Zeitschritt nicht ohne Weiteres bestimmt werden können, da die von GAMS ausgegebenen „Marginals“ so durch Investitionen verfälscht sind. Normalerweise ist dies kein Problem, da die Marginals nicht weiter genutzt werden, in *Fahrplan Gaswende* war dies aber relevant wegen der geplanten Weiternutzung der tatsächlichen Grenzkosten in MuGriFlex seitens des Projektpartners Fraunhofer IFAM. Um das zu ermöglichen, kann zunächst eine Optimierung für den Anlagenzubau gerechnet werden und auf deren Grundlage eine zweite Optimierung, in der Anlagenzubau nicht möglich ist, sondern nur Dispatch-Entscheidungen. Dieses Feature wurde in REMix als Option *fixedcapsfromgdx* implementiert.

4.7.2 Technologiemonitoring: Abbildung neuer Technologien

Direct Air Capture (DAC)

Die technologieseitig größte Neuerung ist die Modellierung von Direct Air Capture (DAC), also dem Einfangen von CO₂ aus der Luft zur weiteren Verwendung. Diese Technologie ist so implementiert, dass sie entweder zur endgültigen Verpressung von CO₂ (Carbon Capture and Storage/CCS) genutzt werden kann, oder CO₂ einfängt, das als Rohstoff für die Methanisierung gebraucht wird. Da keine Transportmöglichkeit für CO₂ über Regionsgrenzen möglich ist, müssen für letzteren Fall DAC und Methanisierungsanlagen in derselben Region vorhanden sein.

Methanisierung

Neben der Extraktion von fossilem Erdgas aus den Regionen Süd-Norwegen und Nord-England und dem Import von außerhalb der Systemgrenzen über bereits existierende Gaspipelines oder LNG-Terminals ist im Modell eine weitere Möglichkeit vorgesehen, Methan (CH₄) bereitzustellen: die Methanisierung. Der zugrundeliegende chemische Prozess kombiniert Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidmoleküle zu Methan. Im Modellkontext kann der Wasserstoff aus Elektrolyse oder Importen (via Pipelines oder LH₂-Terminals) stammen, während das benötigte Kohlenstoffdioxid nur aus Direct Air Capture gewonnen werden kann. Sowohl biologische als auch katalytische Methanisierung ist möglich, die sich voneinander lediglich durch Kosten unterscheiden.

LNG-Terminal

LNG-Terminals sind im Modell so hinterlegt, dass sie in all den Regionen, in denen potentiell eine Schiffsanlandung über ein Gewässer möglich ist, gebaut werden können. Die Stand 2025 in Deutschland existierenden LNG-Terminals sind als Bestandsanlagen im Modell. Die Technologie konvertiert Flüssigerdgas (liquid natural gas, LNG) zu Methan (CH₄). Dabei erzeugen das Terminal selbst fixe Kosten sowie der Import von LNG variable Kosten. Die Umwandlung wird als verlustfrei angenommen.

Dampfreformierung

Die heutzutage etablierte Methode zur Wasserstoffgewinnung ist die Dampfreformierung (engl. Steam Methane Reforming, SMR). Dabei werden Methan und Wasser unter Energiezufuhr zu Wasserstoff und Kohlenstoff(monoxid) umgewandelt. In der Modellierung ist das so abgebildet, dass Methan und Strom zu Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid umgewandelt werden. So entsteht „grauer“ Wasserstoff.

Das Modell hat allerdings auch die Möglichkeit, Dampfreformierung mit CCS zuzubauen. Die grundlegende Modellierung ist wie bei der Variante ohne CCS, nur dass pro Technologieaktivität CCS-Kosten hinzukommen und der entstehende Wasserstoff unter größerem Energieeinsatz nur noch etwa ein Zehntel der sonst entstehenden CO₂-Emissionen verursacht.

LH₂-Terminal

LH₂-Terminals sind äquivalent zu LNG-Terminals modelliert, mit dem Unterschied, dass Flüssigwasserstoff zu gasförmigem Wasserstoff umgewandelt wird. Während für LNG im Modell ein Weltmarktpreis angenommen wird, sind für LH₂ sechs unterschiedliche mögliche Herkunftsorte (und somit Kosten) im Modell hinterlegt.

4.7.3 Technologiemonellierung: Umwidmung von Pipelines und Salzkavernen

Sowohl für Erdgas-Pipelines wie auch für Salzkavernen wird die Option der Umwidmung im Modell ermöglicht. Diese ist äquivalent implementiert mit einem Unterschied in der Berücksichtigung der Transport- bzw. Speicherkapazitäten. Für beide Technologien ist es möglich, in dem Jahr der Stilllegung der Erdgas-Technologie jeweils eine umgewidmete Wasserstoff-Entsprechung zu geringeren Kosten zu bauen als das bei einem Neubau einer Wasserstoff-Pipeline bzw. -Kaverne der Fall wäre. Für die Pipeline-Umwidmung ergibt sich dabei eine Kapazität von 80 % im Vergleich zum ursprünglichen Erdgas-Äquivalent, wohingegen die umgewidmete Salzkaverne 20 % ihres Erdgasspeicherpotentials erhält. Die technischen Hintergründe dieser Modellannahmen sind in (Schaffert et al. 2025) in Abschnitt 7.1 für das Transportnetz und Abschnitt 11.2 für die Kavernenspeicherung erläutert.

4.8 Ergebnisse der Modellierung mit REMix

Aus der großen Anzahl an Technologien, Regionen und Zeitschritten im Modell ergibt sich eine entsprechend hohe Zahl optimierter Variablenwerte in den Ergebnissen. Diese beläuft sich für einen einzelnen myopischen Pfad pro Szenario auf deutlich über 500 Millionen Einzelwerte. Somit liegt eine zentrale Herausforderung der Analyse darin, aus diesem Datenbestand die besonders relevanten Ergebnisse und Erkenntnisse zu extrahieren. Gemäß dem Projektziel soll im Folgenden insbesondere auf die Entwicklung der europäischen Gasinfrastrukturen eingegangen werden. Dabei werden die Implikationen der verschiedenen Szenarien der Energienachfrage sowie Wasserstoffherzeugungskosten adressiert. Vor dem Hintergrund substanzieller Mengen europäischer Erzeugung von grünem Wasserstoff wird zudem die Entwicklung des Stromsystems im Detail analysiert.

4.8.1 Systemkosten und Emissionen im Szenariovergleich über alle Modelljahre

Die REMix-Ergebnisse der aggregierten Systemkosten in den modellierten Jahren 2030, 2040 und 2050 unterstreichen den Kostenvorteil, der sich aus der höheren Effizienz elektrischer Anwendungen gegenüber brennstoffbasierten Anwendungen ergibt (Abbildung 8). So liegen die Kosten im Szenario ELEC in allen Varianten um etwa 5-9 % unter jenen in H₂ und SYN. Mit den Kosten für Wasserstofftechnologien und -importe sinken auch die Gesamtsystemkosten, wobei die Auswirkung mit der genutzten Menge an Wasserstoff skaliert, und mit etwa 4 % in H₂ am größten ausfällt. Der Kostenrückgang ist damit aber deutlich geringer als jener der angenommenen Importkosten für grünen Wasserstoff (etwa 40 % Kostenrückgang für das „H₂CostLow“-Szenario, 32,5 % im Fall „RestrictH₂Exporters“). Falls auf die geringfügig günstigeren Wasserstoffimporte aus Russland verzichtet werden muss, steigen die Systemkosten um maximal 1 %.

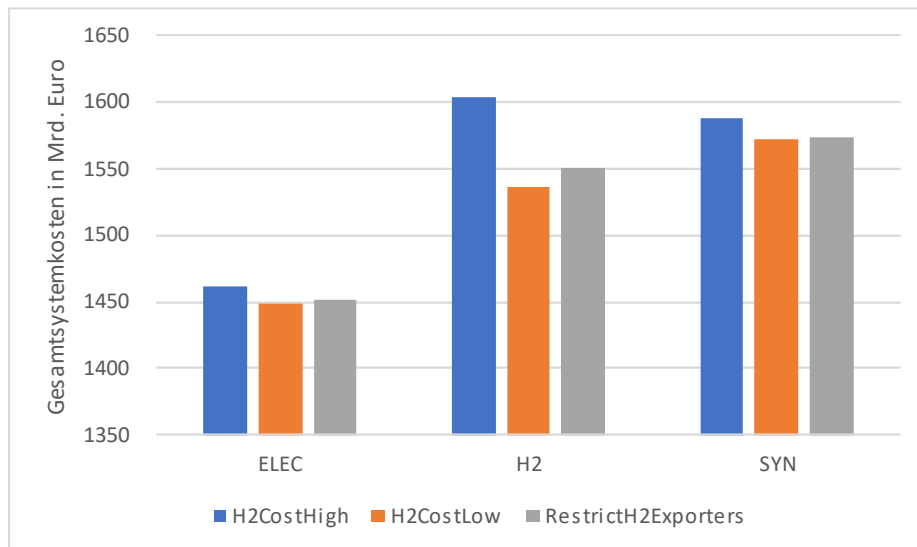


Abbildung 8: Vergleich der Gesamtsystemkosten in den betrachteten Szenariovarianten für den Zeitraum 2030-2050. Zur Beachtung: die Skala der y-Achse beginnt nicht bei null.

Auch bei den akkumulierten CO₂-Emissionen erweist sich das Elektrifizierungsszenario als am günstigsten (Abbildung 9). Insbesondere in Szenario SYN ergeben sich deutlich höhere Emissionen. Dies ist aber im Wesentlichen bedingt durch die exogenen Szenarioannahmen zum Hochlauf nachhaltiger Energieträger im Verkehrssektor, und somit kein Ergebnis von Modellentscheidungen in REMix.

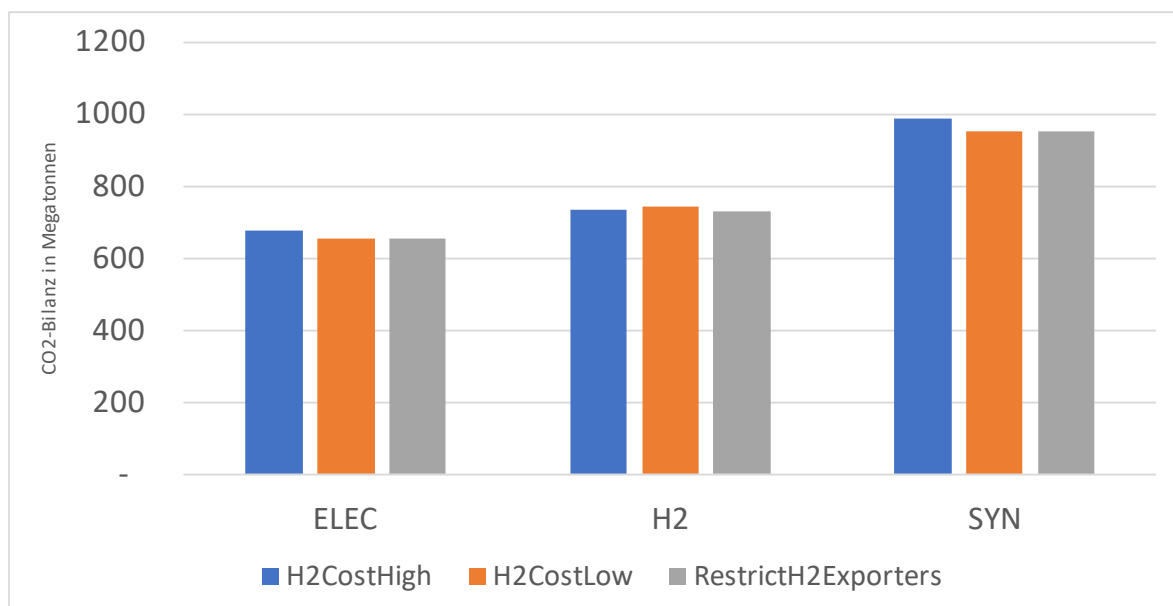


Abbildung 9: Vergleich der akkumulierten CO₂-Emissionen für den Zeitraum 2030-2050 in den betrachteten Szenariovarianten.

Der Pfad der Emissionsreduktion unterscheidet sich massiv in den verschiedenen Modellregionen (Abbildung 10). Die großen Unterschiede in 2030 ergeben sich teilweise aus den ebenfalls bilanzierten und exogen vorgegebenen Nachfragen nach fossilen Energieträgern in Industrie und Verkehr, und teilweise aus dem Bestand an fossilen (Kohle-)Kraftwerken. Die zeitliche Entwicklung, einschließlich der in manchen Regionen bereits in 2040 negativen Emissionen, ergibt sich dann insbesondere aus der räumlichen Konzentration von Anlagen zur EE-Stromerzeugung sowie der damit betriebenen CO₂-

Entnahme aus der Atmosphäre zum Zwecke der Erzeugung von synthetischem Methan oder der Endlagerung im Boden (wobei letztere Option in keinem der Szenarien nennenswert genutzt wird).

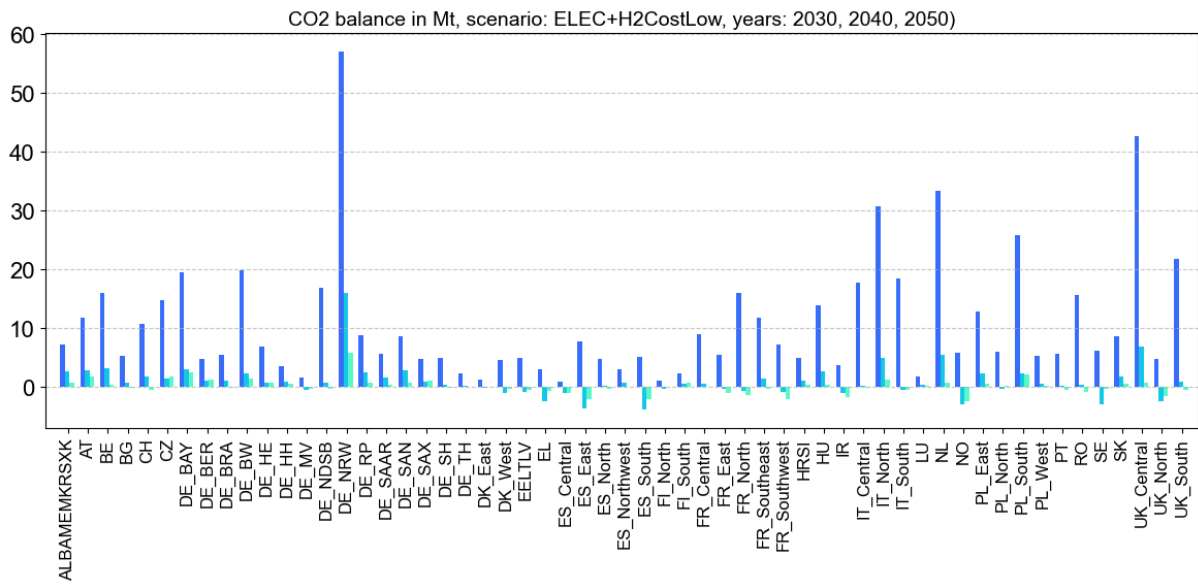


Abbildung 10: Regionale Verteilung der CO₂-Bilanz im Verlauf der Stützjahre 2030, 2040 und 2050 in der Szenariovariante ELEC+H2CostLow.

4.8.2 Entwicklung und räumliche Verteilung der Stromerzeugung

Obwohl die Erzeugung von Wasserstoff zusätzlichen Strom benötigt zeigen sich in den REMix-Ergebnissen vergleichbare Gesamt mengen an installierter Kraftwerksleistung in den Szenarien ELEC und H2 (Abbildung 11). Dies ergibt sich daraus, dass in H2 deutlich größere Mengen an Wasserstoff importiert werden, wodurch die dafür benötigte Stromerzeugungsleistung nicht explizit im Modell berücksichtigt ist. Im Falle günstigerer Importkosten ist die Stromerzeugungskapazität in Europa durch diesen Effekt in H2 sogar geringer als in ELEC. Durch das längere Festhalten an fossilen Brennstoffen, welches sich auch in den CO₂-Emissionen niederschlägt (Abbildung 11) sind die im Jahr 2040 benötigten Kapazitäten in Szenario SYN vergleichsweise geringer, durch den hohen Strombedarf für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe steigen sie danach aber auf höhere Werte als in den anderen Szenarien.

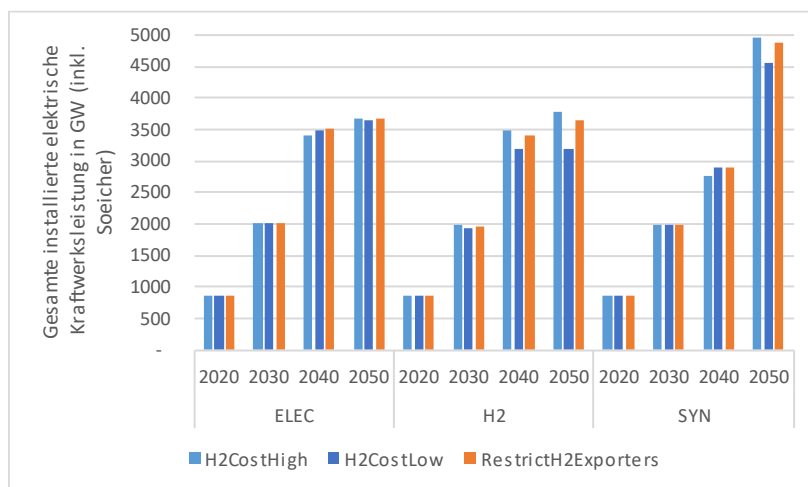


Abbildung 11: Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten im Untersuchungsgebiet im Verlauf der Transformation und für die betrachteten Szenariovarianten.

Die Unterschiede in den Stromerzeugungskapazitäten spiegeln sich auch in der Erzeugungsstruktur wider (Abbildung 12). Getrieben durch die steigenden CO₂-Kosten erfolgt die Stromerzeugung in allen Szenarien in 2050 nahezu ausschließlich unter Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Die zusätzliche Nachfrage wird in den Varianten von Szenario H2 bevorzugt aus Windanlagen auf See bedient, wohingegen in den SYN-Varianten ein deutlich höherer Anteil an PV-Anlagen realisiert wird. Die EE-Stromerzeugung wird ergänzt durch Kernenergie aus den nach 2020 neu installierten Kraftwerken (einschließlich solcher, die bisher nur in Bau oder Planung sind), Speicherwasserkraftwerke sowie KWK-Anlagen und Kondensationskraftwerke für die Verbrennung von fester Biomasse und Biogas.

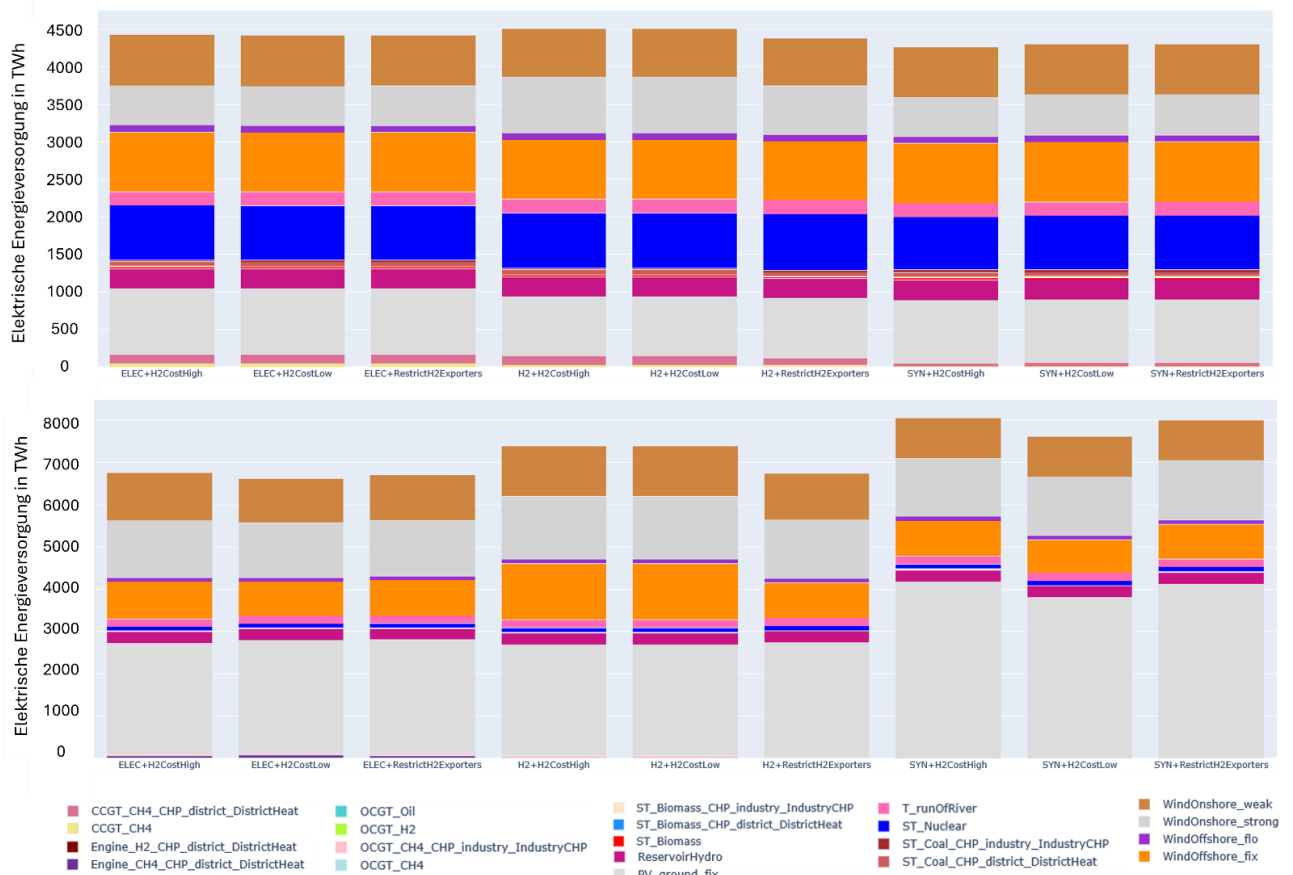


Abbildung 12: Entwicklung der elektrischen Energieversorgung im Untersuchungsgebiet im Verlauf der Transformation und für die betrachteten Szenariovarianten in 2030 (oben) und 2050 (unten).

In der räumlichen Verteilung der Anlagen zur Wind- und Solarstromerzeugung spiegeln sich die in Qualität und Quantität jeweils besten Potenziale wider (Abbildung 13 und Abbildung 14). Diese unterscheidet nicht wesentlich zwischen den betrachteten Szenarien. Sowohl für Photovoltaik als auch für die Windenergie illustrieren die Abbildungen wie mit steigender Nachfrage sowohl die Kapazitäten in den jeweils am besten geeigneten Regionen ansteigen, als auch zusätzliche Regionen mit geringeren Betriebsstunden erschlossen werden.

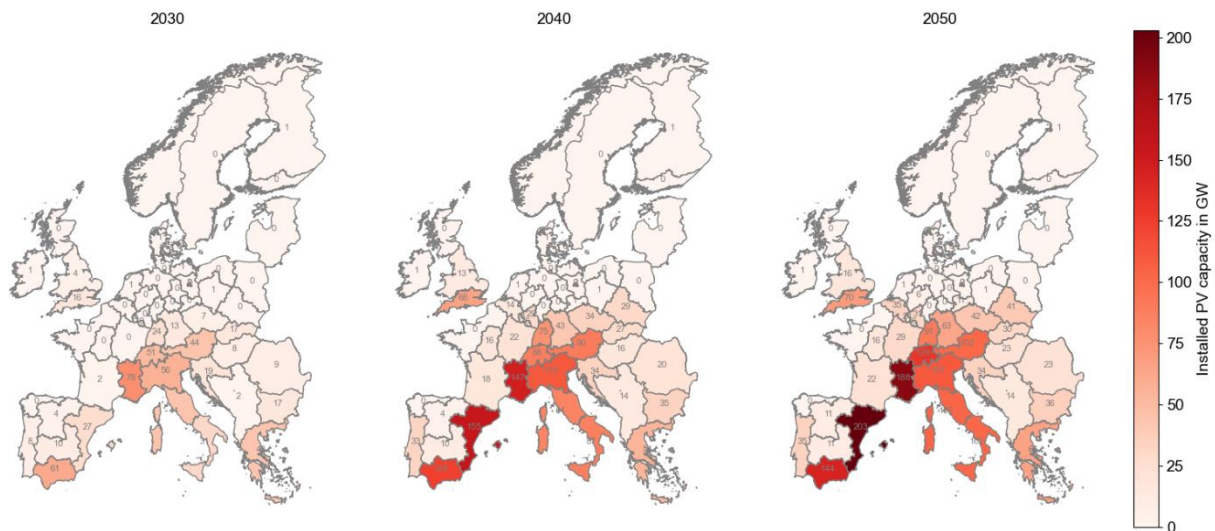


Abbildung 13: Räumliche Verteilung der PV-Anlagen im zeitlichen Verlauf für Szenario ELEC+H2CostHigh.

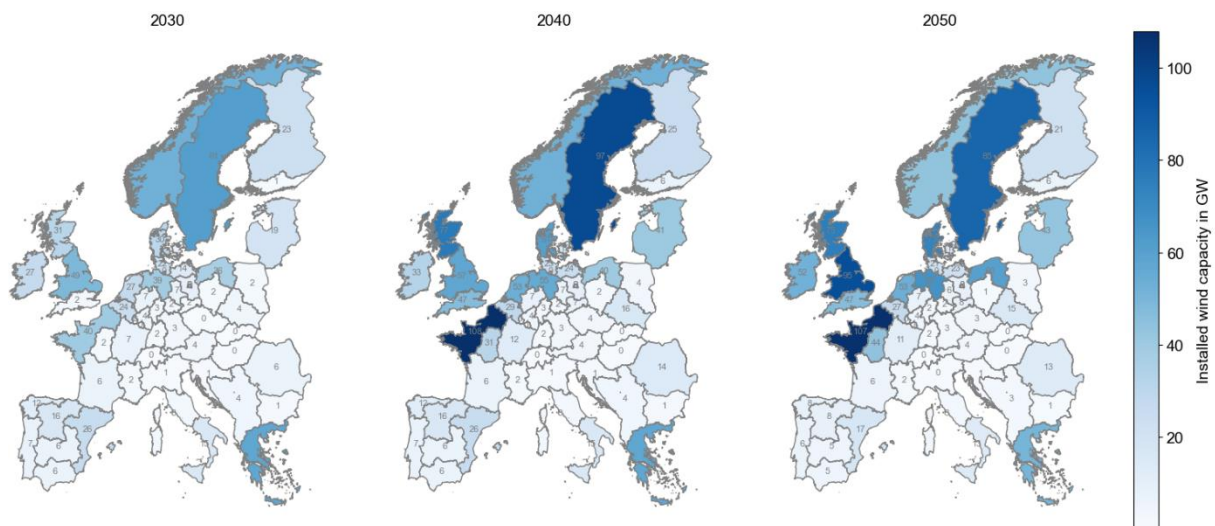


Abbildung 14: Räumliche Verteilung der Windenergieanlagen im zeitlichen Verlauf für Szenario ELEC+H2CostHigh.

Der stark steigende Anteil der variablen EE-Stromerzeugung wird in Teilen auch durch stationäre Batteriespeicher ausgeglichen (Abbildung 15). Deren Kapazität steigt nach 2030 rapide an, und korreliert in Umfang und Standort mit dem PV-Ausbau. Trotz dieses Ausbaus liegt die Speicherkapazität in allen Szenarien unter jener der heutigen Speicherwasserkraftwerke (56 TWh), in SYN allerdings über jener der heutigen Pumpspeicher (1,5 TWh).

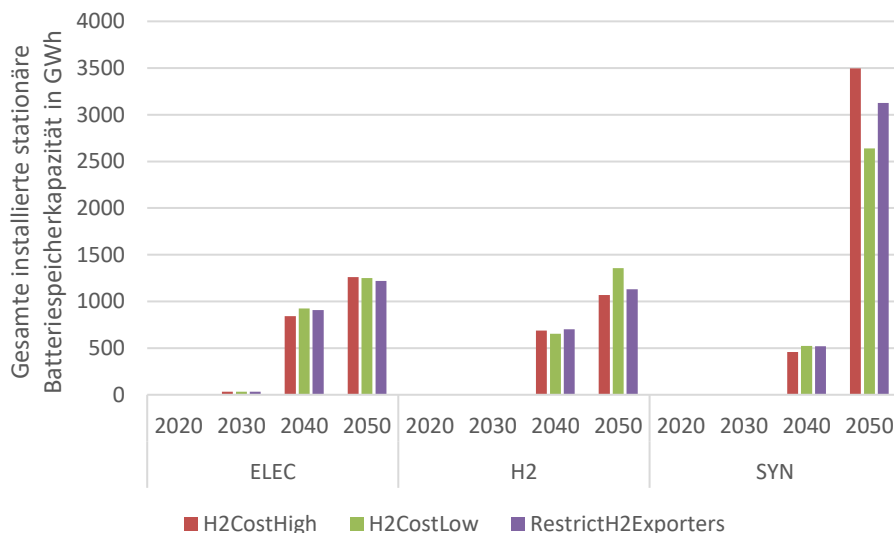


Abbildung 15: Entwicklung der kumulierten stationären Batteriespeicher-Kapazitäten in Europa für alle Szenarien über die Modelljahre.

4.8.3 Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff

Die Szenarioannahmen haben wesentlichen Einfluss auf die Erzeugungsorte des Wasserstoffs (Abbildung 16). Über alle Szenarien und Jahre hinweg werden mindestens 60% des nachgefragten Wasserstoffs in Europa produziert. Bei hohen Importkosten kann die Nachfrage sogar im Jahr 2050 in manchen Fällen noch komplett aus Europa gestillt werden. Bei geringeren Importkosten werden insbesondere im Szenario H2 relevante Menge von außerhalb nach Europa gebracht. Falls erlaubt, kommen die Importe aus Osteuropa, falls nicht aus Nordafrika und dem Nahen Osten. Alle nennenswerten Wasserstoffimporte im Modell sind Pipeline-basiert.

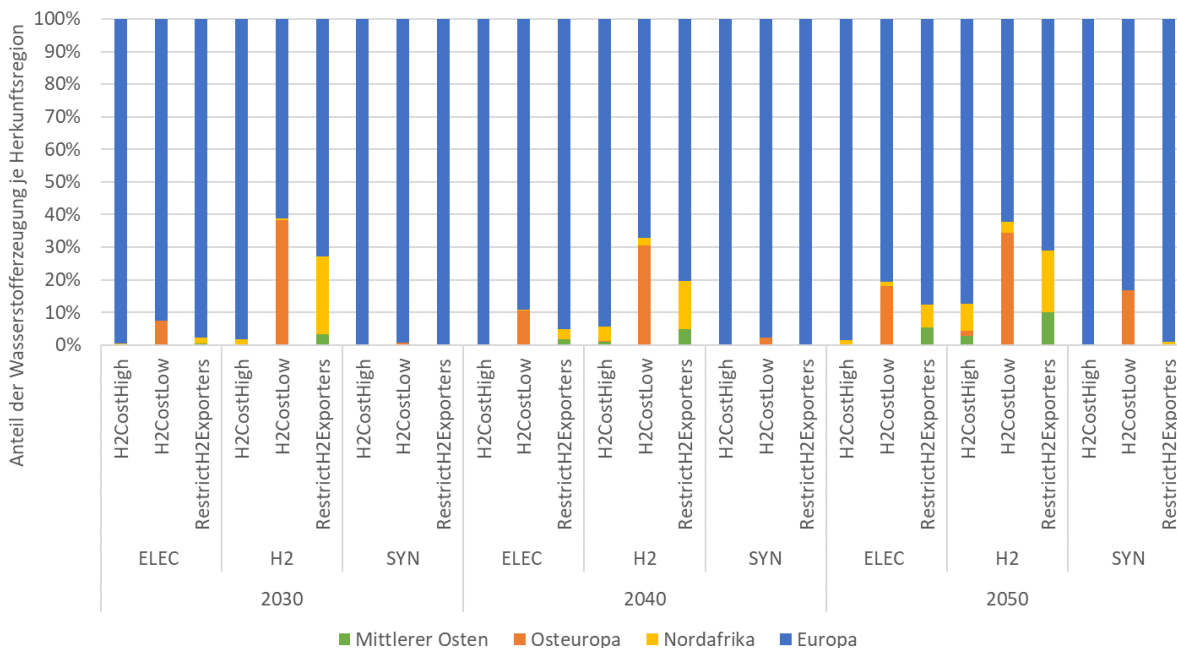


Abbildung 16: Wasserstoff-Importanteile je Herkunftsregion pro Modelljahr und betrachtetem Szenario.

Wichtig zu beachten ist, dass die Nachfrage nach Wasserstoff in den Szenarien H2 und SYN aufgrund der exogenen Nachfrageszenarien fast drei Mal so groß ist, wie jene in ELEC (Abbildung 17). Diese

Darstellung illustriert einmal mehr die große Unsicherheit bezüglich der zukünftig erforderlichen Mengen an Wasserstoffimporten von außerhalb Europas, die für 2050 zwischen nahezu null und über 800 TWh liegen.

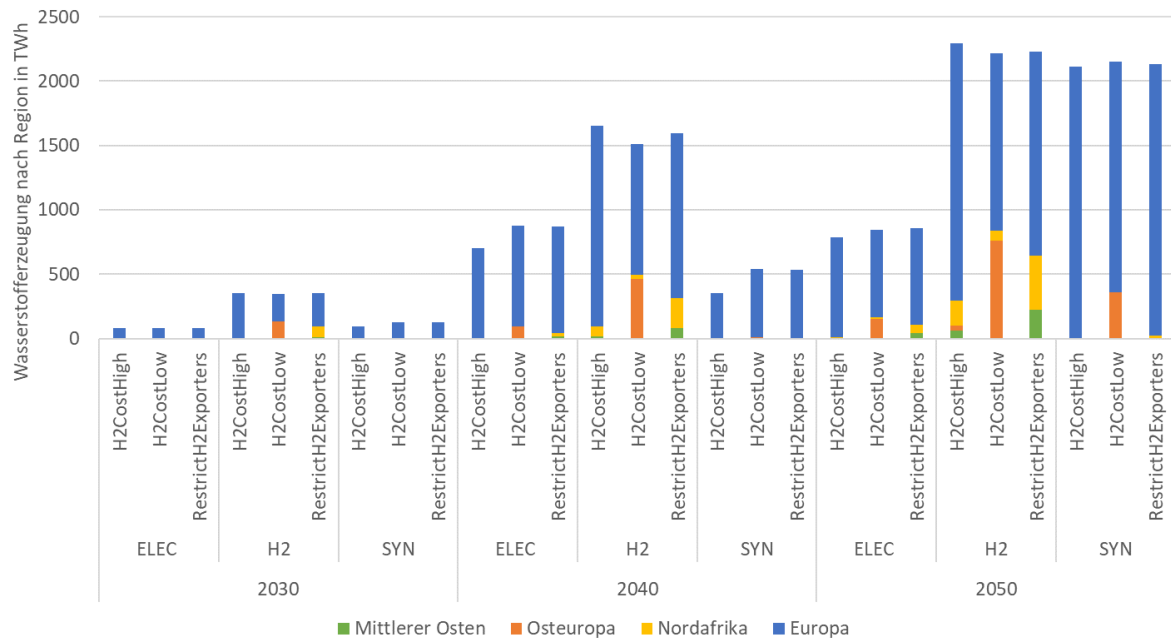


Abbildung 17: Absoluter Wasserstoffimport je Herkunftsregion pro Modelljahr und betrachtetem Szenario.

Die innereuropäische Produktion von Wasserstoff orientiert sich stark an der EE-Stromerzeugung (Abbildung 19). Während bei (durch Jahr oder Szenario bestimmt) geringeren Nachfragemengen zunächst windreiche Regionen als Elektrolyseursstandorte dominieren, werden diese bei höheren Mengen durch Kapazitäten in Regionen mit guten Solarpotenzialen ergänzt. Dies ist hier illustriert für das Szenario ELEC+H2CostHigh für eine geringe Nachfrage und das Szenario SYN+H2CostHigh für eine hohe Nachfrage.

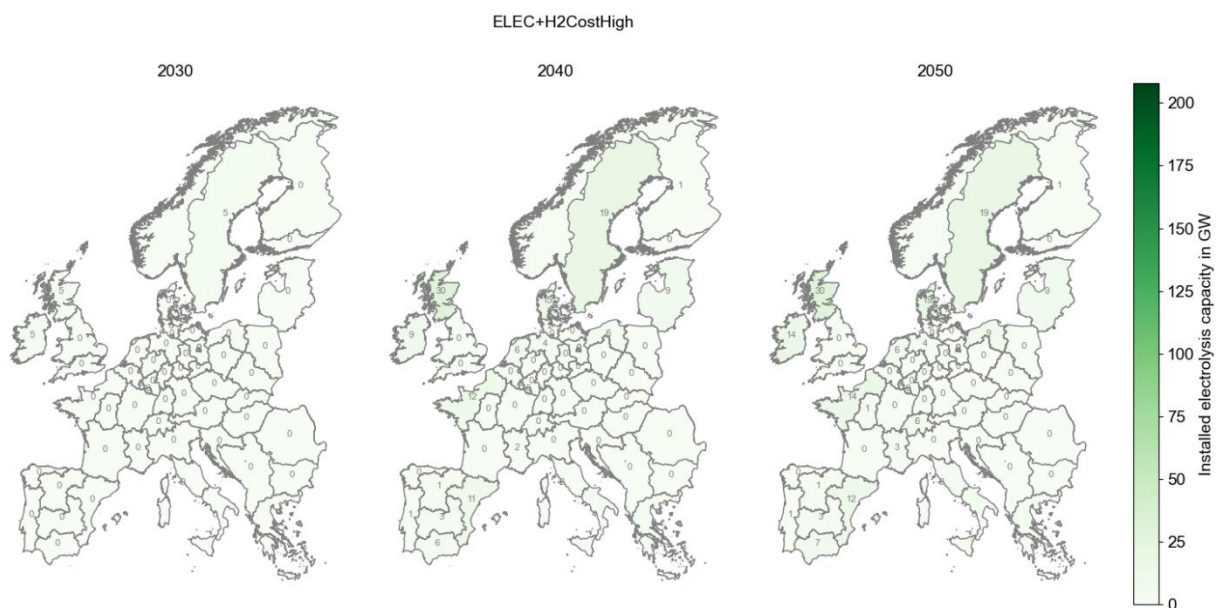


Abbildung 18: Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Europa für Szenario ELEC+H2CostHigh. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen installierten Leistungen ist der Farbcode anders als in Abbildung 19.

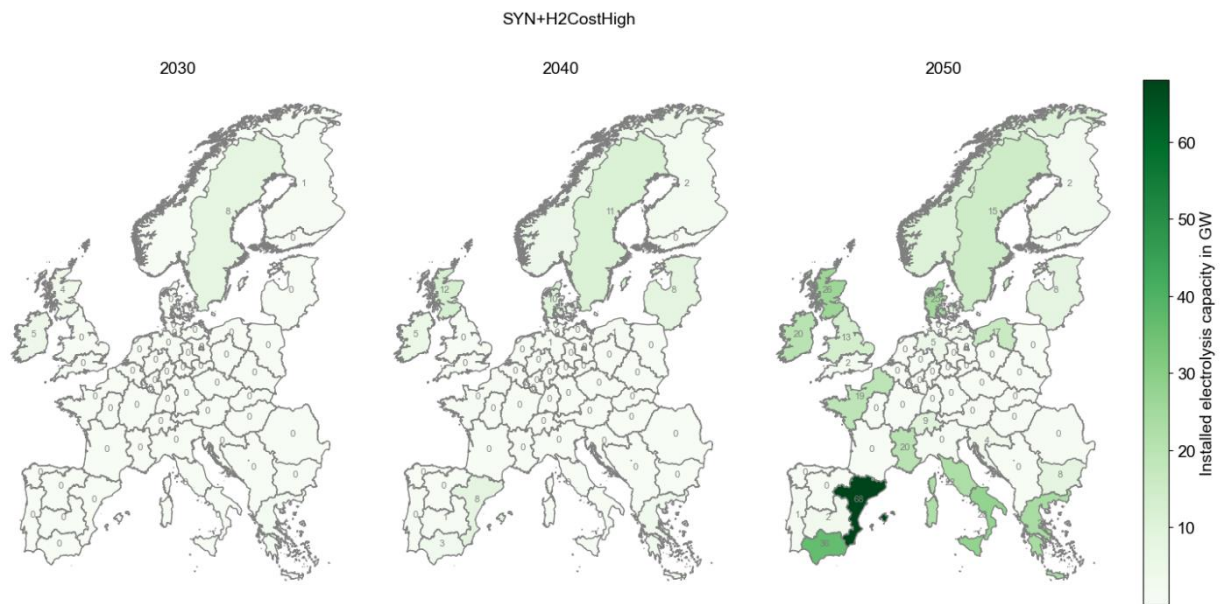


Abbildung 19: Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Europa für Szenario SYN+H2CostHigh. Aufgrund der deutlich unterschiedlichen installierten Leistungen ist der Farbcode anders als in Abbildung 18.

Die bestehende Gasinfrastruktur kann mit begrenzt verfügbarem, aufbereitetem Biogas oder auch mit aus Wasserstoff in technischer Methanisierung erzeugtem synthetischen Methan weiterbetrieben werden. Je nach Szenario kommen diese beiden Brennstoffe in exogen vorgegeben Endanwendungen, z. B. in der Industrie, aber auch in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zum Einsatz. In großem Umfang werden nur im Szenario SYN Methanisierungsanlagen endogen in REMix gebaut. Diese verteilen sich recht breit über viele Länder und Regionen Europas, mit Schwerpunkten in Spanien und Italien (Abbildung 20), entsprechend der räumlichen Konzentration der Elektrolyseure (Abbildung 19).

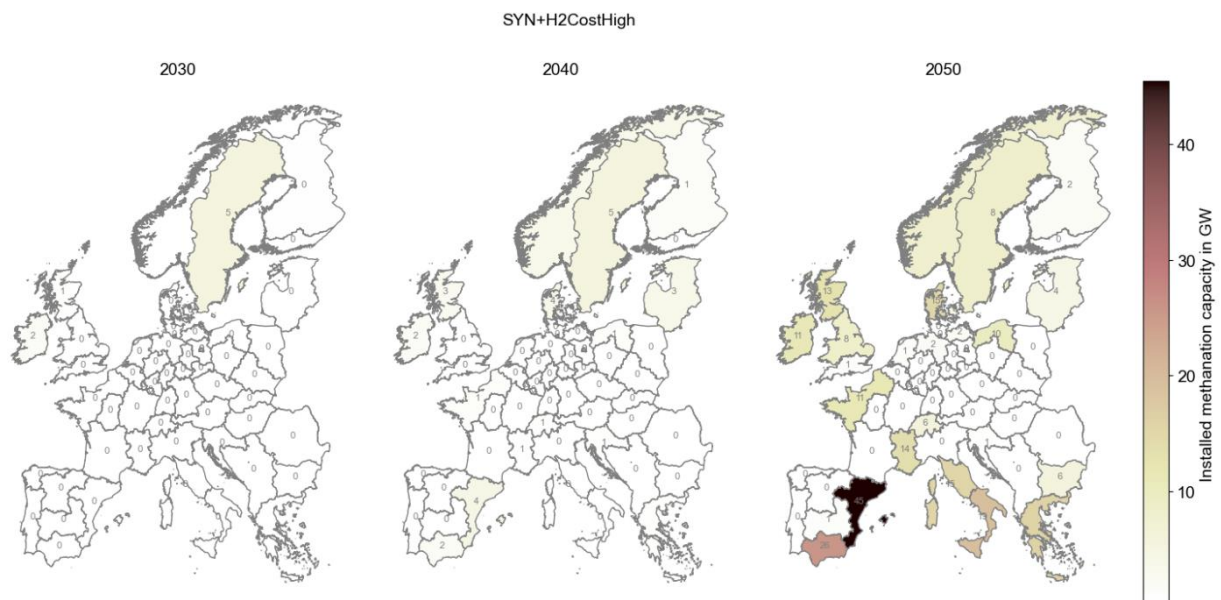


Abbildung 20: Kapazitäten von Anlagen zur katalytischen Methanisierung im zeitlichen Verlauf für Variante SYN+H2CostHigh, in welcher diese Kapazitäten am höchsten ausfallen.

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen wird bereits im Szenariojahr 2030 begonnen und nimmt im Verlauf der Zeit deutlich zu (Abbildung 21). Dabei wird in allen Szenarien fast ausschließlich die Umrüstung bestehender Erdgasspeicher genutzt. Ein Neubau von Kavernenspeichern für

Wasserstoff findet hingegen kaum statt. Diese Umrüstung der Kavernen wird ermöglicht durch den Rückgang der Erdgasnachfrage. Ob alle oder nur ein Teil der Kavernen umgerüstet wird, korreliert mit der Nachfrage nach Wasserstoff und Methan. Im Minimalfall von Szenario SYN+H2CostLow sind es nur 15%, im Maximalfall von Szenario H2+H2CostHigh hingegen 99%. Im Falle einer weitreichenden Umrüstung der Bestandskavernen spiegelt die resultierende geographische Verteilung der Wasserstoffspeicher die heutigen Standorte der Erdgasspeicher, mit besonders hohen Kapazitäten in den Niederlanden und Niedersachsen (Abbildung 22). Im Falle eines geringeren Ausbaus an Wasserstoffspeichern ergibt sich eine ausgewogenere geographische Verteilung der Speicher (Abbildung 23).

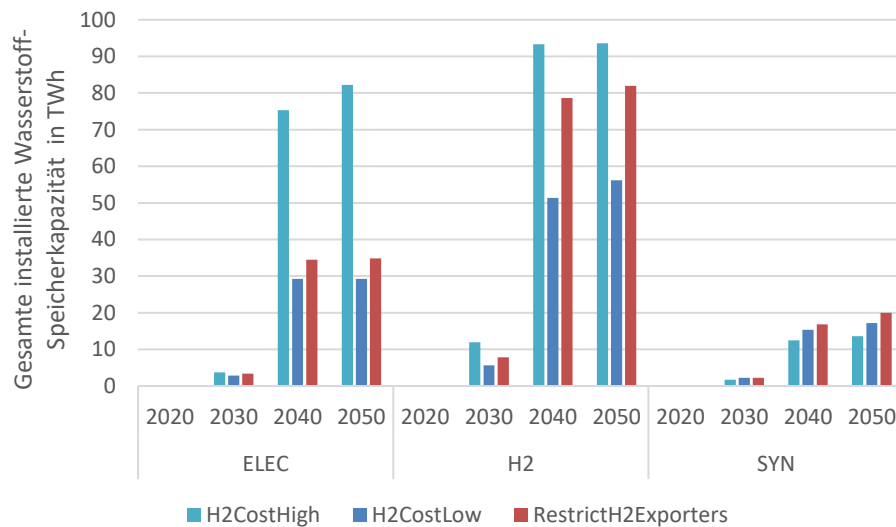


Abbildung 21: Entwicklung der kumulierten Wasserstoffspeicherkapazitäten in Europa für alle Szenarien über die Modelljahre.

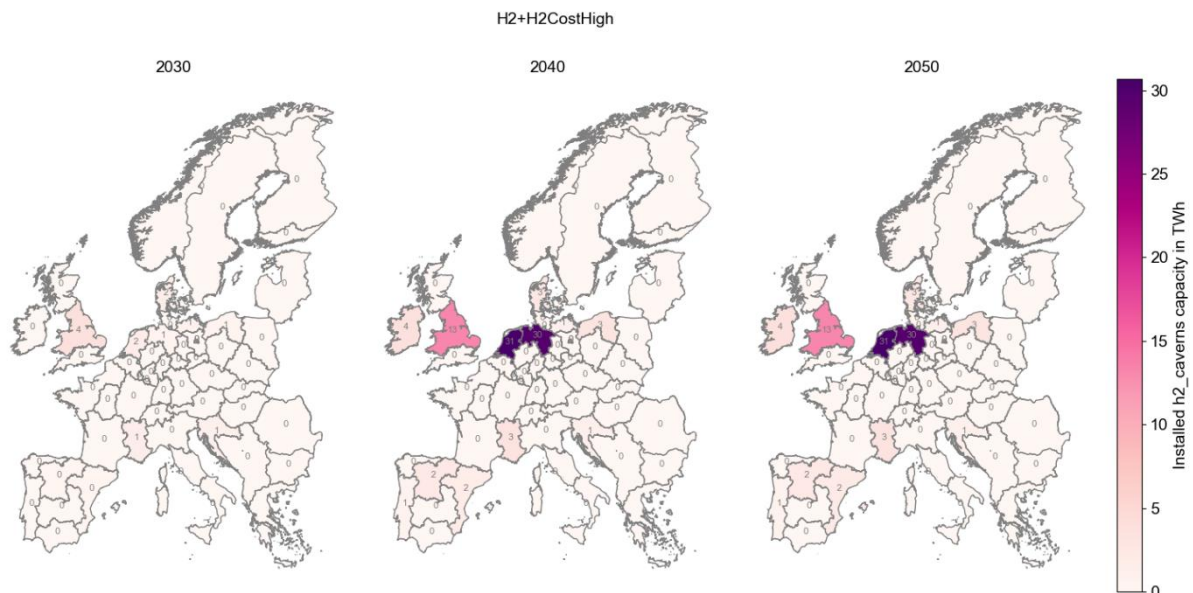


Abbildung 22: Entwicklung der Wasserstoffspeicherkapazitäten in Szenariovariante H2+H2CostHigh, in welcher der größte Ausbau realisiert wird.

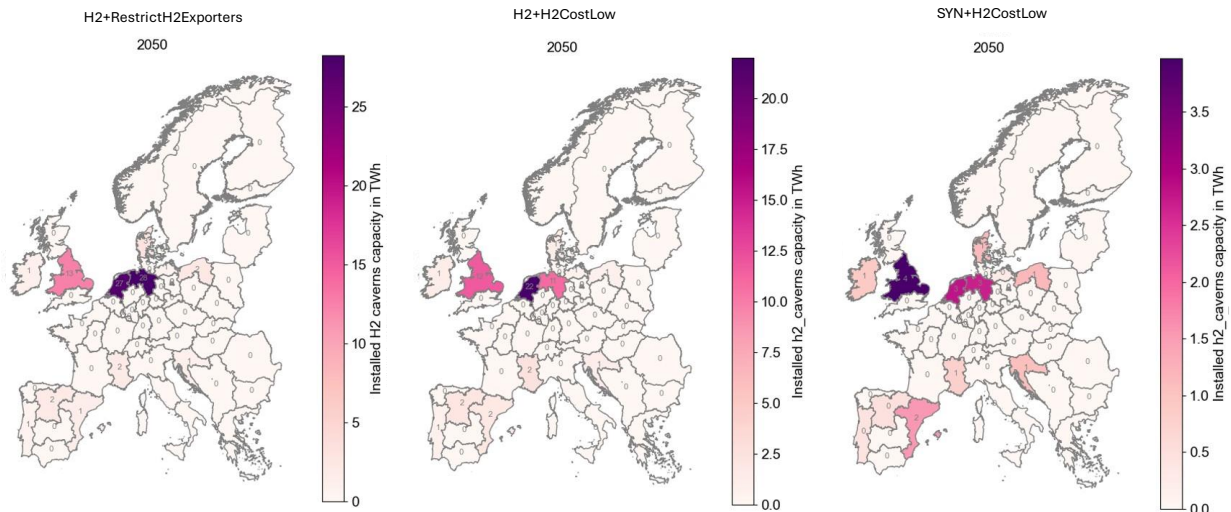


Abbildung 23: Wasserstoffspeicherkapazitäten im Jahr 2050 in weiteren Szenarienvarianten. Die Varianten H2+RestrictH2Exporters (links) und H2+H2CostLow (Mitte) sind durch umfangreiche aber unterschiedlich ausgestaltete Importe charakterisiert, Variante SYN+H2CostLow (rechts) ist jene mit der geringsten Wasserstoff-Speicherkapazität.

Der Umfang der Umrüstung wirkt direkt auf den Restbestand an Kavernenspeichern für Erdgas aus (Abbildung 24). Wo eine Umrüstung nicht realisiert wird, werden die Speicher für synthetisches Methan genutzt. In den Szenarien, in denen die Kavernenspeicher umgerüstet werden, bleiben dafür nur die Porenspeicher. Deren Bestandskapazität ist deutlich größer als jene der Kavernenspeicher, wird aufgrund des Rückgangs der Nachfrage allerdings in den späteren Jahren nur noch in Teilen genutzt. Ein teilweiser Rückbau wäre somit prinzipiell möglich, ist aber im Modell nicht vorgesehen.

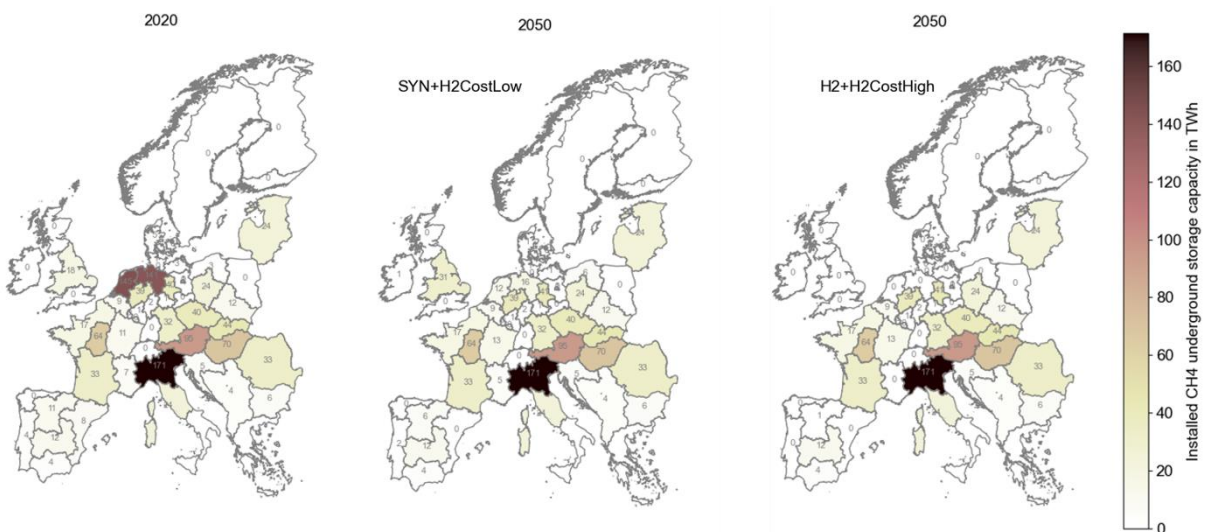


Abbildung 24: Entwicklung der genutzten Erdgasspeicherkapazitäten. Links der Stand in 2020, daneben die beiden Szenarien mit den jeweils höchsten (SYN+H2CostLow, Mitte) und geringsten (H2+H2CostHigh) Kapazitäten im Jahr 2050.

4.8.4 Netzinfrastrukturen für Strom, Wasserstoff und Erdgas

Der erforderliche Netzausbau für den Transport von Wasserstoff ist im Wesentlichen von der Nachfrage, und damit dem Szenario getrieben (Abbildung 25). Die Summe der Kuppelkapazitäten an allen Regionengrenzen unterscheidet sich dabei in Jahr 2050 um mehr als Faktor 6 zwischen Szenario H2 und SYN und mehr als Faktor 2 zwischen Szenario H2 und ELEC. Im Gegensatz zur Nachfrage haben der Anteil und der Ursprung des importierten Wasserstoffs nur eine untergeordnete Bedeutung für die summierten Kapazitäten des Netzes. Der Zubau des Wasserstoffnetzes erfolgt insbesondere zwischen den Jahren 2030 und 2040.

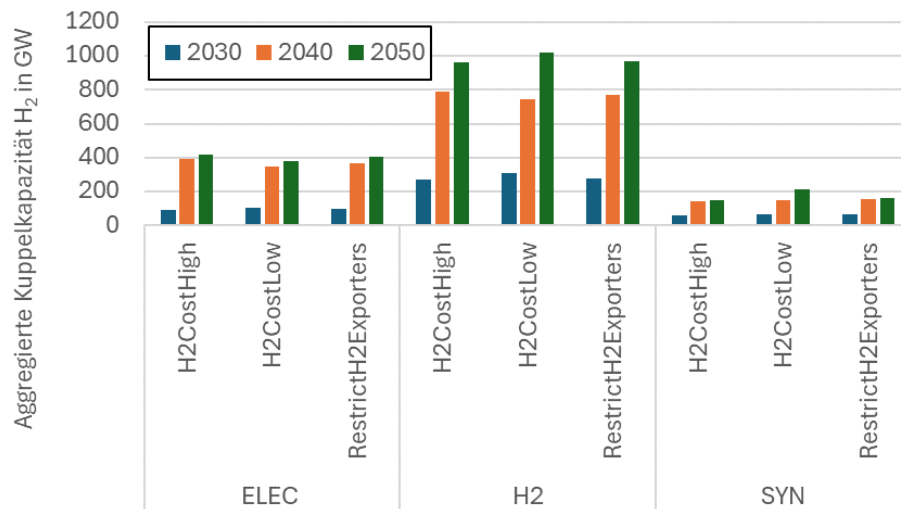


Abbildung 25: Vergleich der aggregierten Kuppelkapazitäten für den Wasserstofftransport an den Regionengrenzen.

Abhängig vom Szenario beträgt der Anteil der Neubauleitungen zwischen 19% und 35%, wohingegen der Rest durch Umwidmung von Erdgaspipelines realisiert wird (Abbildung 26). Der Anteil der Neubauleitungen steigt mit der Nachfrage und ist somit in Szenario H2 am höchsten (Abbildung 27). Ein Neubau erfolgt insbesondere entlang von Importkorridoren und zum Anschluss von Regionen mit hoher EE-Verfügbarkeit, die heute nur in geringem Maße pipelinebasiert Erdgas importieren, wie z.B. Spanien, Dänemark und Irland.

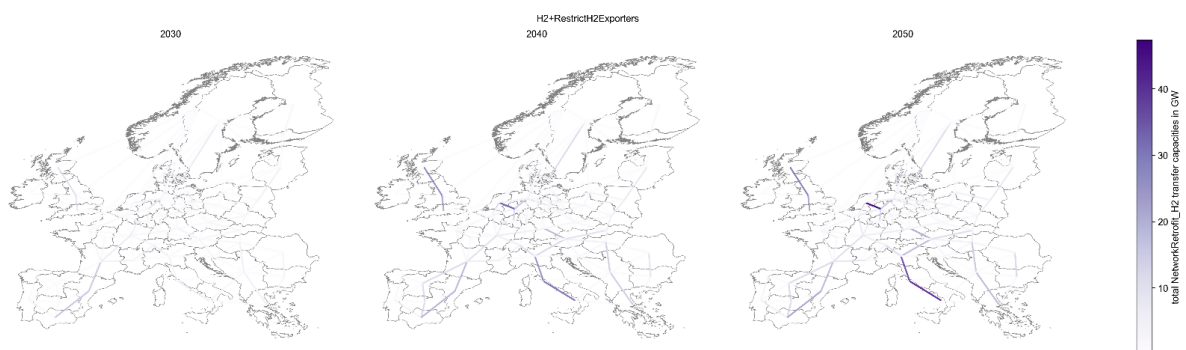


Abbildung 26: Zeitlicher Verlauf der Umwidmung von Erdgaspipelines im Szenario H2+RestrictH2Exporters, einem der Szenarien mit dem umfangreichsten Wasserstoffnetzausbau.

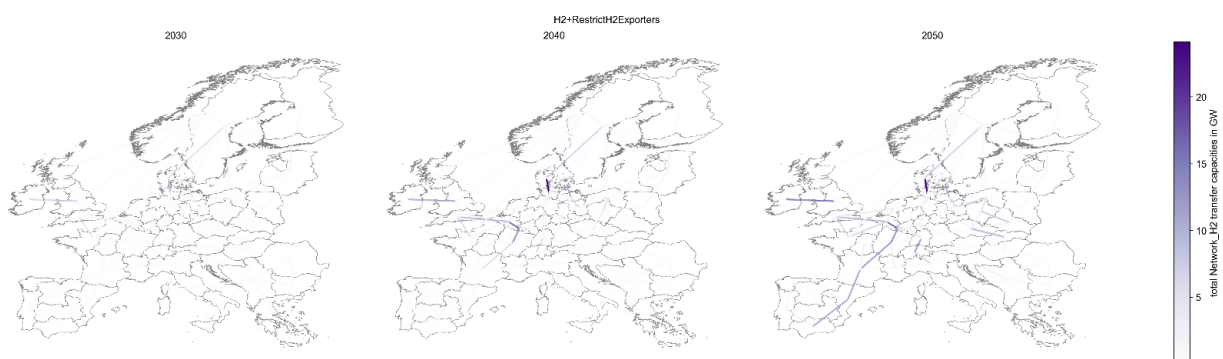


Abbildung 27: Zeitlicher Verlauf des Neubaus von Wasserstoffleitungen. von Erdgaspipelines im Szenario H2+RestrictH2Exporters Im ausgeprägtesten Wasserstoffimportszenario mit der höchsten Wasserstoffnachfrage findet vereinzelt ein Neubau von Wasserstoffpipelines statt

Die optimale Topologie des Wasserstoffnetzes ist in hohem Maße von der Nachfragemenge und den Annahmen zu Importkosten und -verfügbarkeit abhängig. So ist das Netz bei überwiegend europäischer Erzeugung in den Szenariovarianten H2CostHigh für eher kürzere Transportstrecken ausgelegt. Viele der Leitungen verbinden die Modellregionen innerhalb größerer Länder wie Deutschland, Frankreich, Italien, Polen oder Großbritannien. Dies wird ergänzt durch einzelne grenzüberschreitende Leitungen die Länder mit Erzeugungsüberschuss, insbesondere Dänemark, Irland, Spanien und Griechenland, mit ihren Nachbarn verbinden (Abbildung 28).

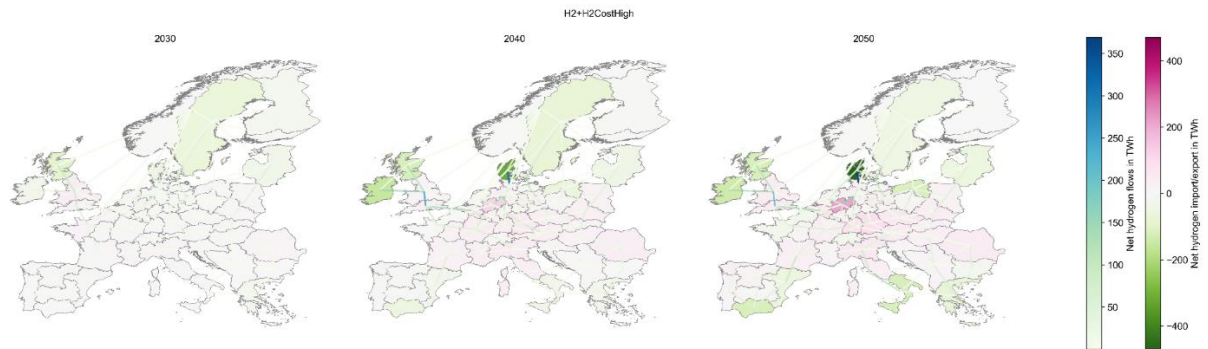


Abbildung 28: Wasserstoffflüsse im Szenario H2+H2CostHigh. Die farbliche Ausweisung der Regionen kennzeichnet Nettoimporte bzw. -exporte, die Farbe der Leitungen korreliert mit dem Nettotransport von Wasserstoff im Verlauf eines Jahres

Bei geringeren Importpreisen für Wasserstoff in Szenario H2CostLow entwickelt sich eine deutlich andere Netztopologie (Abbildung 29). Bereits ab 2030 nutzt das Modell die Möglichkeit des Imports von grünem Wasserstoff aus Russland und der Ukraine, und widmet für die Versorgung Mitteleuropas Teile des für den Erdgasimport bestehenden Leitungsnetzes dafür um. Bereits ab 2040 übersteigt die über das östliche Polen eingeführte Wasserstoffmenge den Export der wichtigsten innereuropäischen Erzeugungsregionen Schottland und Andalusien. Dieser Trend setzt sich bis 2050 fort weswegen die Leitungskapazitäten und Transportmengen für Wasserstoff entlang der Ost-West-Trassen am größten sind.

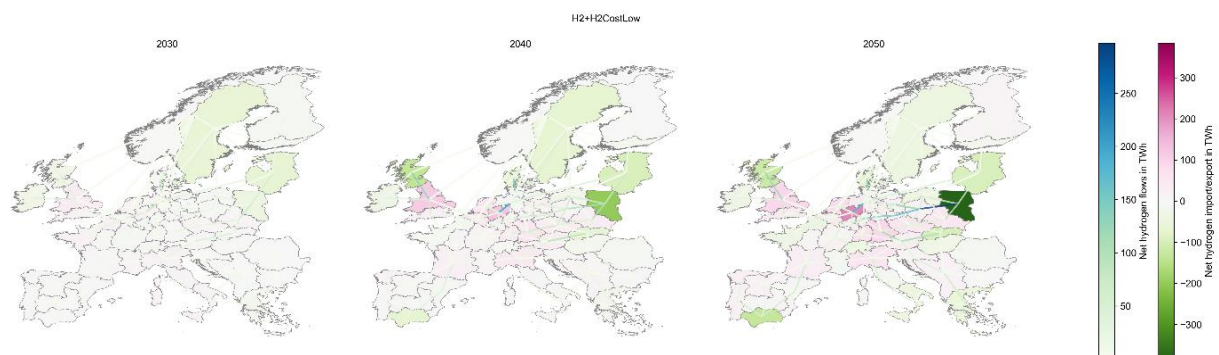


Abbildung 29: Wasserstoffflüsse im Szenario H2+H2CostLow. Die farbliche Ausweisung der Regionen kennzeichnet Nettoimporte bzw. -exporte, die Farbe der Leitungen korreliert mit dem Nettotransport von Wasserstoff im Verlauf eines Jahres

Nimmt man dem Modell die Möglichkeit des Wasserstoffimports aus der Ukraine und Russland ergibt sich wiederum ein deutlich verändertes Bild (Abbildung 30). Nun wird bereits in 2030 mit dem Bau von Leitungen von Spanien in Richtung Frankreich und Deutschland begonnen. Diese werden in den folgenden Jahrzehnten noch weiter verstärkt, und durch weitere Importkorridore aus Nordafrika sowie dem Nahen Osten ergänzt. Die umfangreiche Wasserstoffproduktion in Dänemark, Schottland, Irland

und Schweden begünstigt den Bau weiterer Pipelines insbesondere zur Versorgung Deutschlands und der BeNeLux-Staaten.

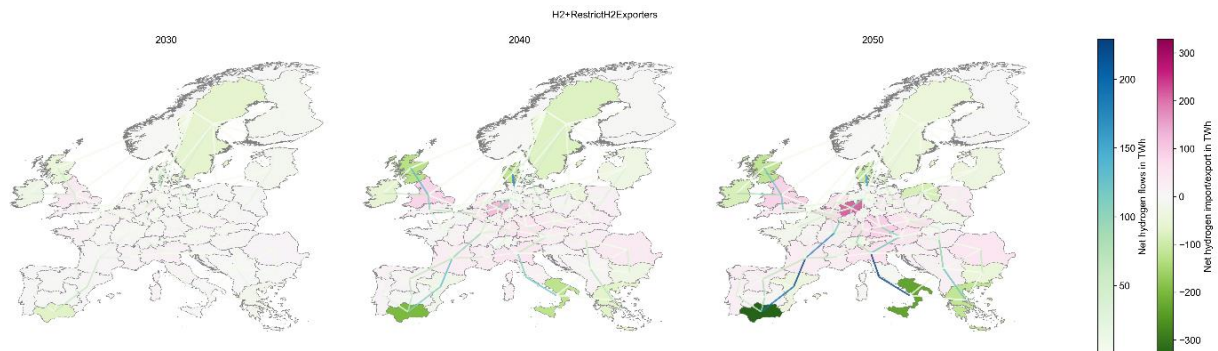


Abbildung 30: Wasserstoffflüsse im Szenario H2+RestrictH2Exporters. Die farbliche Ausweisung der Regionen kennzeichnet Nettoimporte bzw. -exporte, die Farbe der Leitungen korreliert mit dem Nettotransport von Wasserstoff im Verlauf eines Jahres

Der Blick auf die Stromflüsse zeigt einige Gemeinsamkeiten, aber auch Unterschiede zum Transport von Wasserstoff (Abbildung 31). Importregionen finden in den Ballungs- und Industriezentren in Deutschland, BeNeLux, Spanien, Italien, Polen und Großbritannien. Dem gegenüber stehen Exportregionen in Nordeuropa, aber auch den nördlichen Regionen Deutschlands, Frankreichs und Polens, sowie der spanischen und französischen Mittelmeerküste. Die großen Nettostromflüsse im Jahresverlauf 2050 ergeben sich von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen, Südspanien nach Zentralspanien, Ostspanien nach Südwestfrankreich, sowie Nordwestpolen nach Südwestpolen. Für Deutschland relevant sind zudem noch Importflüsse aus den Niederlanden und der Schweiz.

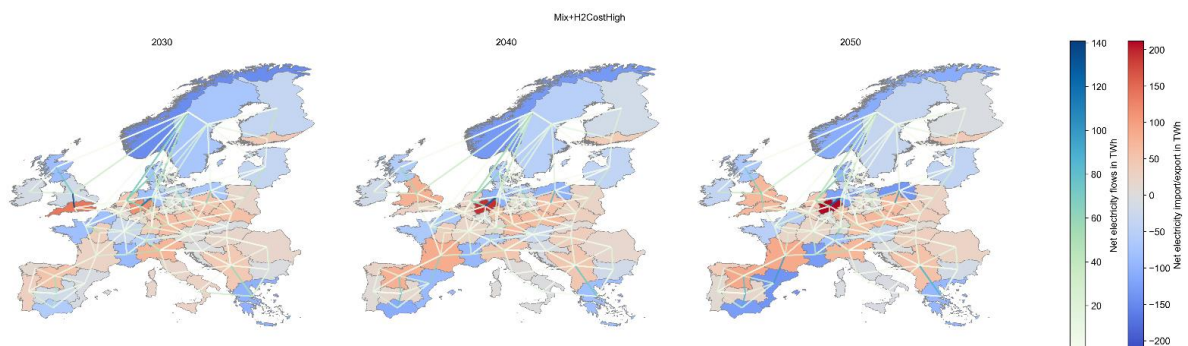


Abbildung 31: Stromflüsse im Szenario Mix+H2CostHigh. Die farbliche Ausweisung der Regionen kennzeichnet Nettoimporte bzw. -exporte, die Farbe der Leitungen korreliert mit dem Nettotransport von Strom im Verlauf eines Jahres

Das Wechselstrom-Übertragungsnetz wird im Vergleich zum Referenzjahr an ausgeprägten Engstellen verstärkt (Abbildung 32). Das gilt zum Beispiel für die Verbindung von Nord- nach Süd-Großbritannien, von Griechenland gen Norden und im Westen Deutschlands. Diese Trends finden sich spätestens schon in 2040 verwirklicht. Die Szenarienannahmen wirken sich auf den Netzausbau nahezu nicht aus. In der Summe über alle Kuppelstellen werden im Szenario ELEC etwa 5 GW mehr Leitungskapazitäten zugebaut als in den anderen beiden Szenarien.

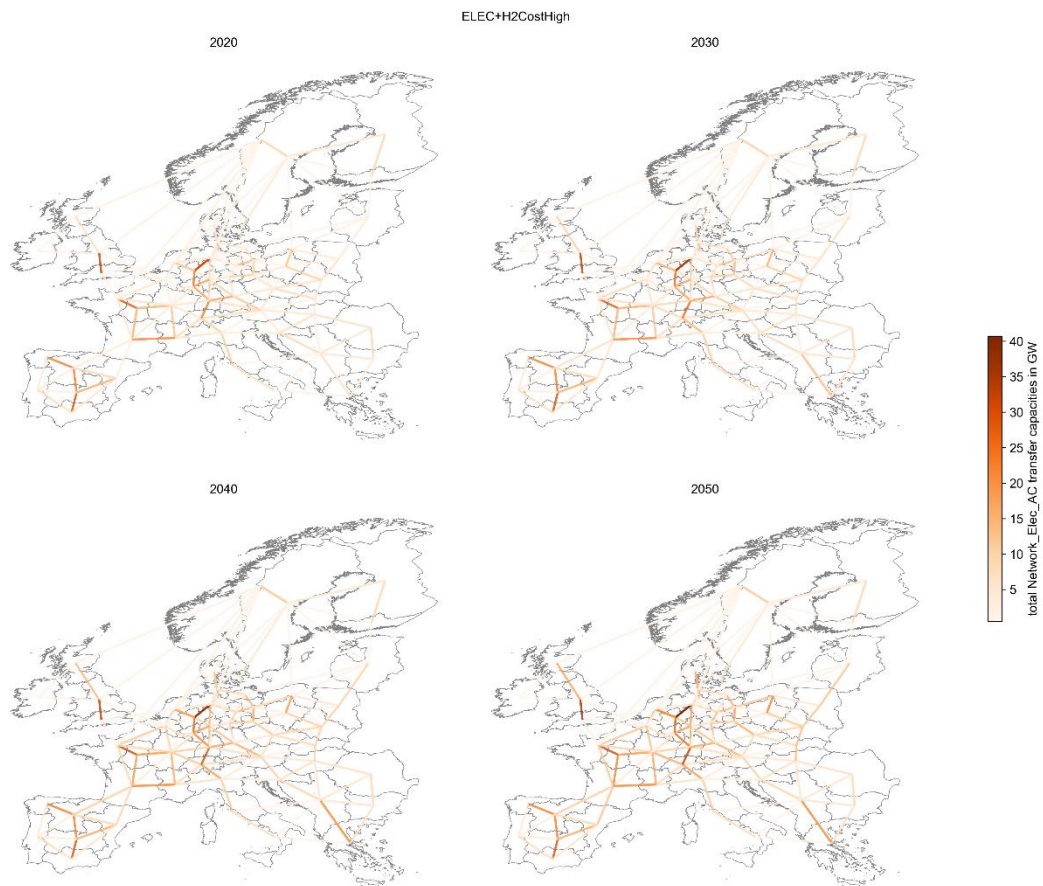


Abbildung 32: Wechselstrom-Übertragungsnetzes im Szenario ELEC+H2CostHigh

Das Gleichstrom-Übertragungsnetz (DC-Netz) ist von seinen Gesamtkapazitäten her im Zieljahr 2050 weniger stark ausgebaut als das Wechselstrom-Übertragungsnetz, dafür ist dessen Ausbau im Vergleich zum Referenzjahr deutlich ausgeprägter (Abbildung 33). Bis in das Zieljahr 2050 hinein findet ein Ausbau statt. Der DC-Netzausbaupfad ist stabil über alle Szenarien.

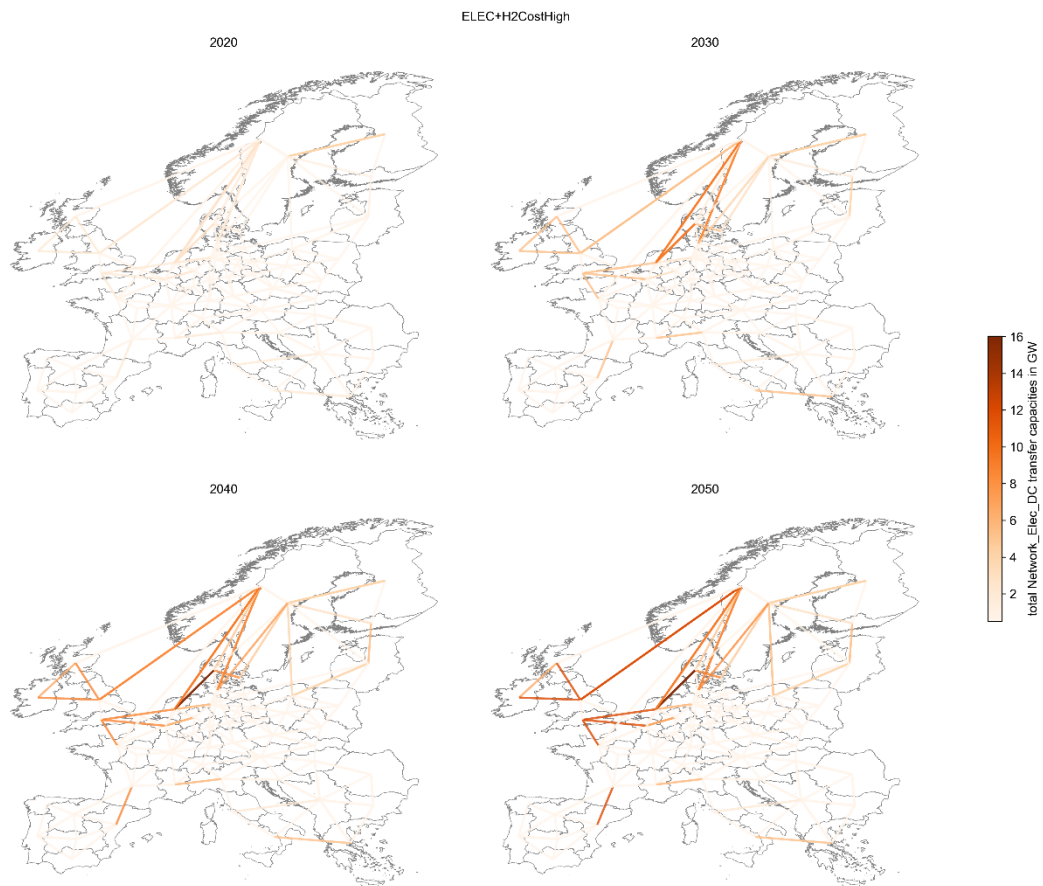


Abbildung 33: Entwicklung des Gleichstrom-Übertragungsnetz im Szenario ELEC+H2CostHigh.

Die heute vorhandenen Fernleitungen für Erdgas bzw. Methan werden überwiegend schon bis 2030 zurückgebaut oder umgewidmet. Das gilt für Szenarien mit geringen Wasserstoffimportkosten gleichermaßen wie für solche mit hohen, und etwas eingeschränkter auch für das Szenario mit Fokus auf synthetische Kraftstoffe und Methanisierung (Abbildung 34).

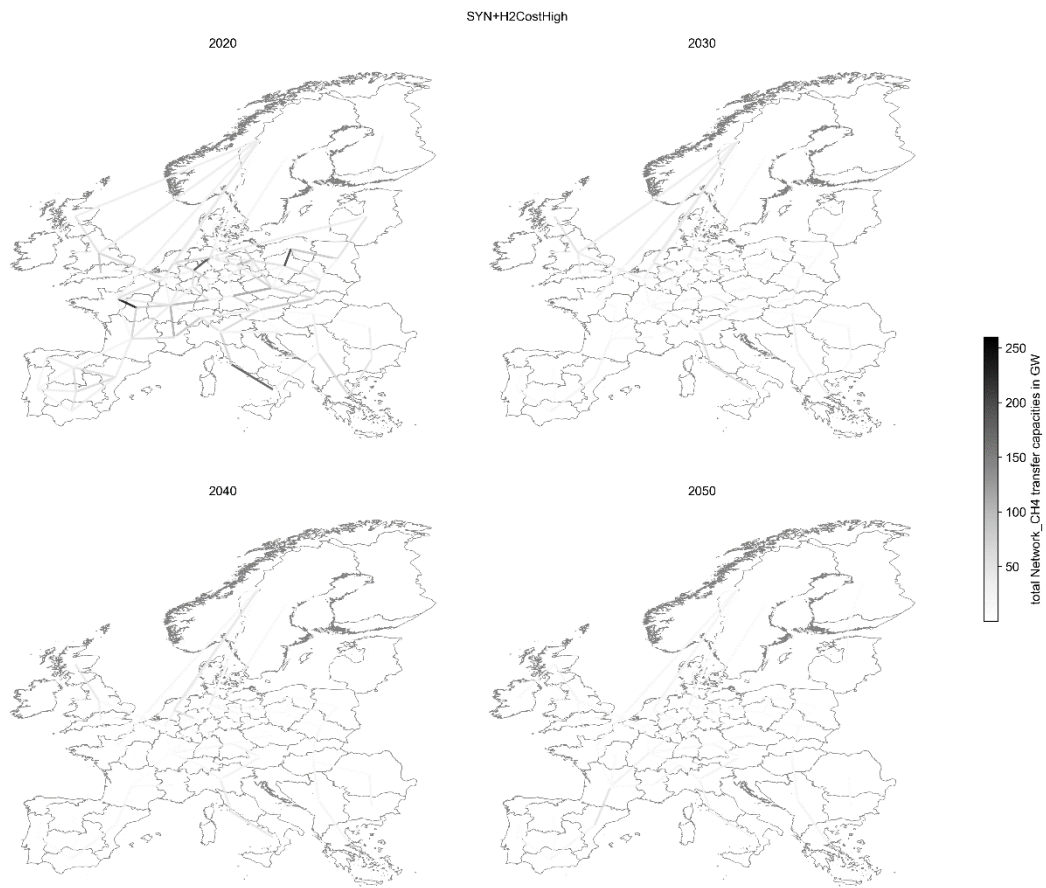


Abbildung 34: Zeitliche Entwicklung der Fernleitungen für Erdgas bzw. Methan in Szenario SYN+H2CostHigh.

4.9 Fazit und Handlungsempfehlungen

Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung: Stromerzeugung und Flexibilität

Die Analysen der Szenarienergebnisse aus REMix zeigen, dass die verfügbaren Potenziale zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die Erschließung der Flexibilität der verschiedenen Sektorenkopplungsoptionen einen hohen Anteil an Eigenversorgung mit Wasserstoff und Methan (aus Biogas und Wasserstoff hergestellt) in Europa ermöglichen. Zur Flexibilität tragen Strom- und Wasserstoffnetze für die räumliche Verschiebung gleichermaßen bei wie Wasserstoffspeicher, Methanspeicher, Wärmespeicher, Pumpspeicher, stationäre und mobile Batteriespeicher für die zeitliche Verschiebung. Dies wird ergänzt durch die regelbare Strombereitstellung von Speicherwasserkraftwerken, verbleibende Kernkraftwerken, sowie Kraftwerken und KWK-Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse und Biogas. Frühere Analysen bestätigend ergeben sich nur bedingte Konkurrenz- und Verdrängungseffekte zwischen den verschiedenen Optionen der Sektorenkopplung. Neben der variablen Erzeugung, Speicherung und dem Transport von Wasserstoff kommt also auch dem gesteuerten und bidirektionalen Laden von Batteriefahrzeugen und der Flexibilisierung der Wärmeversorgung eine wichtige Rolle bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu. Somit muss die Ausgestaltung der Sektorenkopplung auf die Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten ausgerichtet sein.

Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung: Transformation der Gasinfrastruktur

In den betrachteten Szenarien und unter den getroffenen Annahmen konzentriert sich die Erzeugung von Wasserstoff in Regionen mit hohen Kapazitätsfaktoren für Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik. Bei geringeren Nachfragemengen liegt der Schwerpunkt auf windenergiebasierter Erzeugung im Nord- und Ostseeraum, bei höheren Nachfragemengen wird die Erzeugung in Südeuropa, insbesondere Spanien, dominant.

Wasserstoffimporte von außerhalb Europas erfolgen Pipeline-basiert. Importmengen und -routen sind stark abhängig von den realisierbaren Preisen an der Systemgrenze und deren Verhältnis zu den Elektrolyseurskosten. Für die betrachteten Szenarien liegt der Importanteil in 2050 zwischen etwa 1% und 30% der Nachfrage. Falls sie möglich sind, werden aufgrund des Preisvorteils in der genutzten Datenquelle Exporte aus Osteuropa (Russland, Ukraine) bevorzugt, falls nicht, werden sie durch Importe aus Nordafrika und dem Nahen Osten sowie innereuropäische Erzeugung ersetzt.

Wasserstoffnetze dienen insbesondere der Versorgung der Länder in Mitteleuropa sowie der Verbindung von Erzeugungs- und Speicherstandorten für Wasserstoff. Beim modellendogenen Bau von Wasserstoffpipelines wird überwiegend die Umwidmung bestehender Gaspipelines realisiert. Ein Neubau erfolgt ergänzend und umfasst maximal ein Drittel der Gesamtkapazität. Die szenariobasierte Annahme unterschiedlicher Wasserstoffnachfragen wirkt sich stark auf die erforderlichen aggregierten Netzkapazitäten aus, im Extremfall unterscheiden sich diese in 2050 um mehr als Faktor 6. Die optimale Netztopologie ergibt sich aus den jeweiligen Erzeugungsorten und Importrouten, woraus deutliche Unterschiede resultieren. Aus deutscher Sicht werden in machen Fällen insbesondere die Leitungen Richtung Dänemark, Schweden und Schottland, in anderen Fällen insbesondere in Richtung Polen und in wiederum anden Fällen in Richtung Spanien und Italien ausgebaut. Die Gesamtkapazität des Netzes korreliert überwiegend mit Nachfrage, wohingegen die Annahmen zu den Kosten von Wasserstofftechnologien und -importen sich deutlich weniger darauf auswirken.

Getrieben durch den modellexogen angenommenen Rückgang der Gasnachfrage nimmt die Nutzung des Gastransportnetzes bis zwischen 2030 und 2050 um über 90% ab. Das verfügbare Biogas wird überwiegend innerhalb der Erzeugungsregionen genutzt.

Für die Speicherung von Wasserstoff kommen nahezu ausschließlich umgerüstete Erdgas-Kavernenspeicher zum Einsatz. Die deutlich teurere Option des Baus neuer Kavernenspeicher für Wasserstoff wird hingegen nur im Extremfall sehr hoher Nachfrage und geringer Importe genutzt, und macht auch dann nur weniger Prozent der Speicherkapazität aus. Je nach Höhe der vom Szenario vorgegebenen Wasserstoffnachfrage werden nur Teile der heutigen Erdgas-Kavernenspeicher umgerüstet oder – unter Berücksichtigung des geringeren möglichen Energiegehalts von Wasserstoffkavernen von 20 % im Vergleich zur Erdgaskaverne – sämtliches Umwidmungspotential ausgenutzt.

Biogas und fester Biomasse kommt zukünftig eine wesentliche Rolle in der flexiblen Bereitstellung von Strom zu. Dies erfordert allerdings entsprechende Speicheroptionen. Wasserstoff kommt zur Stromerzeugung nur ergänzend zum Einsatz.

Handlungsempfehlungen

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Stromerzeugung in Europa konsequent auszubauen muss weiterhin Priorität haben. Diesen Strom im Rahmen der Sektorenkopplung auch in Gebäuden, Industrie und Transportsektor, aber auch zur Wasserstoffherzeugung zu nutzen trägt gleichermaßen zum Klimaschutz und der Importunabhängigkeit bei. Potenziale der flexiblen Nutzung von Strom, u.a. durch Einbindung von Wärme- und Wasserstoffspeichern, müssen gehoben werden, da die gewonnene Flexibilität die Ausnutzung des grünen Stroms und damit die Systemkosten deutlich reduzieren kann.

Ohne ein klares Bild der zukünftigen Mengen und Orte der Wasserstoffnachfrage lässt sich nicht bestimmen, wie umfangreich und weitreichend ein zukünftiges transeuropäisches Wasserstoffnetz ausgelegt werden muss. Bleibt die Nachfrage gering, spielt der innereuropäische Transport über weite Strecken, z.B. von Spanien nach Deutschland, nur eine sehr untergeordnete Rolle. Stattdessen werden die näher gelegenen Potenziale, insbesondere in Schweden und Dänemark, genutzt. Daraus folgt, dass eine sichere Planung und Steuerung der Wasserstoffnachfrage zentral ist, um die geeigneten Infrastrukturen zu bauen. Dies erfordert eine zwischen Wirtschaft und Politik abgestimmte Transformationsstrategie und darauf ausgerichtete und langfristig wirkende regulatorische Maßnahmen. Grundlage dieser Strategie muss eine realistische Bewertung der Markt- und Technologieentwicklung sein, in der zu klären ist, wo die gegenüber der direkten Elektrifizierung meist teureren brennstoffbasierten Lösungen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen nötig sind.

Robuster sind die Ergebnisse zur Speicherung. Eine zumindest teilweise Umwidmung der bestehenden Erdgaskavernenspeicher wird unabhängig von der Nachfrage realisiert. Somit braucht auch für den Anreiz des Baus von Wasserstoffspeichern einen angemessenen regulatorischen Rahmen, der natürlich nicht unabhängig vom Hochlauf von Erzeugung und Nachfrage sowie der Netzplanung ist.

5. Umsetzung der Transformation

Während im vorangegangenen Kapitel die aus gesamtwirtschaftlich-europäischer Sicht optimalen Transformationspfade hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem untersucht wurden, wird in diesem Kapitel der Frage nachgegangen, wie Investoren und Betreiber unter den für sie geltenden betriebswirtschaftlichen Bedingungen die benötigten Energiewandler bauen und betreiben würden.

Die betrachteten Energiewandler in der Sektorenkopplung sind die Wärmeerzeuger in der Fernwärme, mit einem Fokus auf Großwärmepumpen und KWK-Anlagen, und Elektrolyseure mit besonderer Beachtung der Abwärme Nutzungsmöglichkeiten. Im Folgenden wird zuerst die Methodik und die verwendeten Eingangsdaten der betriebswirtschaftlichen Optimierung beschrieben, gefolgt von Abschnitten zu der Sektorenkopplung in der Fernwärme und mit Elektrolyseuren.

5.1 Methodik und Eingangsdaten für die betriebswirtschaftlichen Optimierungen

Die im Folgenden durchgeführten Berechnungen und Optimierungen wurden mit dem im Fraunhofer IFAM entwickelten Energiesystemmodell MuGriFlex durchgeführt (siehe Abschnitt 5.1.1). Dieses wurde im Rahmen des Projektes *Fahrplan Gaswende* unter anderem um die Funktionalitäten für die Abwärmenutzung aus der Elektrolyse erweitert (siehe Abschnitt 5.1.2). Die Eingangsparameter, vor allem die zu Grunde liegenden Strom- und Gaspreise, werden in den Abschnitten 5.1.3 und 5.1.4 beschrieben.

5.1.1 Modellbeschreibung MuGriFlex

Mit dem Energiesystemmodell MuGriFlex wird die Dimensionierung und die Einsatzplanung verschiedener Energiewandlungsanlagen über einen Zeitraum – beispielsweise ein Jahr – optimiert. Als Ergebnis können Aussagen über den bestmöglichen Betrieb, die optimale Anlagenauslegung oder die Ausgestaltung bzw. Auswirkungen des regulatorischen Rahmens dargestellt werden.

Das Modell wurde im Rahmen des Forschungsprojektes MuGriSto (Multi-Grid-Storage, (Brandstätter et al. 2015)) entwickelt und im Forschungsprojekt MuSeKo (Multi-Sektor-Kopplung, (Fette et al. 2020)) weiterentwickelt. Im Rahmen dieses Projekts wurden weitere Funktionalitäten, namentlich die Möglichkeit die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren abbilden zu können, implementiert (siehe Abschnitt 5.1.2).

Eingangsgrößen für die Modellierung sind dabei immer Zeitreihen für den von den Anlagen zu deckenden Energiebedarf (z.B. Wärmelastverlauf, Gaserzeugung), Zeitreihen für Wetterdaten (Außentemperatur, solare Strahlung), Zeitreihen der Energiekosten (z.B. Spot- oder Regelenergiemarkt für Strom), die techno-ökonomischen Anlagenparameter (z.B. Wirkungsgrade, Leistungen, Kapital- und Betriebskosten), sowie Daten zum regulatorischen Umfeld (Abgaben, Steuern, Förderungen).

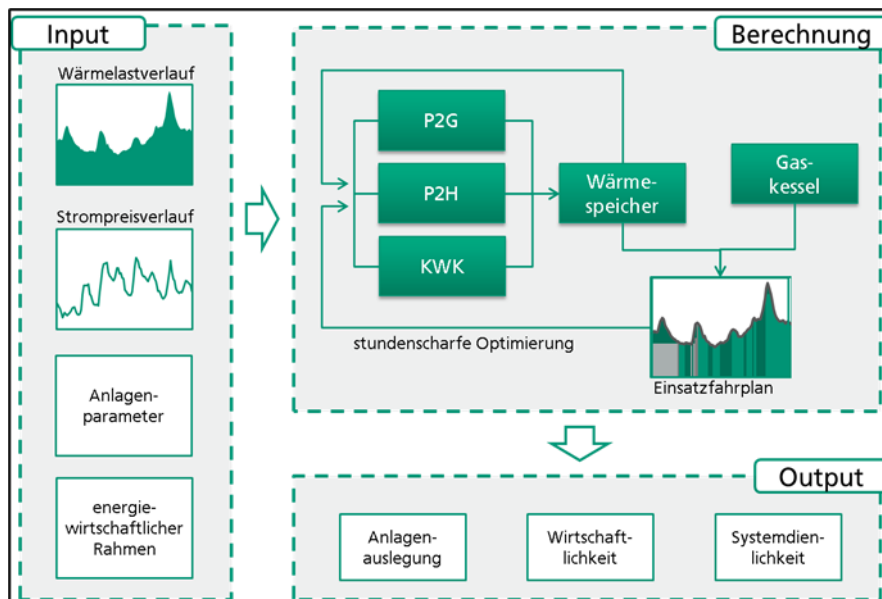


Abbildung 35: vereinfachter Programmablaufplan vom Energiesystemmodell MuGriFlex

Das Tool dimensioniert die Anlagen und setzt sie so ein, dass z.B. die im Betrachtungszeitraum benötigte Wärmeversorgung zu möglichst geringen Kosten erfolgt. Die Verbindung zum Stromsektor besteht dabei anhand der stündlichen Preise.

Für jeden Zeitschritt vergleicht MuGriFlex die Erzeugungskosten bzw. -erlöse der unterschiedlichen Versorgungsoptionen und bestimmt den günstigsten Anlageneinsatz. Bei niedrigem Strompreis können z.B. Elektrokessel oder Wärmepumpen die Wärmelast günstig versorgen. Bei hohen Strompreisen hingegen wird eher die KWK-Anlage eingesetzt, da sie unter Berücksichtigung der Vermarktungserlöse auf der Stromseite günstigere Wärmeerzeugungskosten aufweist.

Zur maximalen Ausnutzung günstiger Bedingungen wird Wärme, die vor dem Zeitpunkt des Bedarfs wirtschaftlicher als zu diesem Zeitpunkt erzeugt werden kann, in einem Wärmespeicher, dessen Größe ebenfalls optimiert wird, eingespeichert und in den folgenden Zeitschritten zur Versorgung eingesetzt.

Bei den für den Anlageneinsatz berücksichtigten Wärmeerzeugungskosten handelt es sich um Grenzkosten (bestehend aus Brennstoff- bzw. Stromkosten und Erlösen aus dem Stromverkauf und anderen variablen Betriebskosten). Wenn die Optimierung der Anlagenkonfiguration (z.B. Größe der KWK-Anlage oder des Wärmespeichers) das Ziel ist, werden in einem weiteren Rechenschritt für alle vorgegebenen Anlagenkombinationen die Gesamtkosten bei optimiertem Betrieb ermittelt (unter Berücksichtigung von Kapitalkosten, Zinssätzen, Nutzungsdauern bzw. Abschreibungszeiten, Förderungen und fixen Betriebskosten für alle Wärmeerzeuger bzw. Speicher) und die Anlagenkombination mit den geringsten Gesamtkosten ausgewählt.

Als Output aus MuGriFlex können nicht nur die Gesamtkosten der Wärmeerzeugung ausgewertet werden, sondern auch Kennwerte wie z.B. Volllaststunden und somit die bereitgestellte Wärmemenge je Anlagentyp, Jahresarbeitszahlen von eingesetzten Wärmepumpen, Amortisationszeiten der Anlagen, gezahlte Abgaben auf den bezogenen Strom usw.

Eine weitere Analysemöglichkeit bietet die Betrachtung unterschiedlicher Preisszenarien oder eine Änderung der Abgaben- oder Vergütungsprofile. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage bzw. des Gesamtsystems kann in Szenarien entsprechend der Entwicklungspfade der Technologie verglichen

werden. Weitere Erkenntnisse und Rückschlüsse auf die Systemdienlichkeit des Anlagenverbunds erfolgen aus einem Abgleich zwischen Anlageneinsatz und den Erfordernissen aus einer gesamtwirtschaftlichen Sichtweise.

5.1.2 Erweiterung MuGriFlex

Im Rahmen des Projektes *Fahrplan Gaswende* wurde das Energiesystemmodell MuGriFlex weiterentwickelt und an die Anforderungen angepasst. Im Einzelnen sind die folgenden Arbeiten zu nennen.

Einlesen von REMix-Daten

Die Ergebnisse der REMix-Berechnungen werden in mehreren umfangreichen Excel-Dateien bereitgestellt, die nach den 15 deutschen Regionen strukturiert sind. Zusätzlich sind aggregierte Datensätze für das gesamte Bundesgebiet enthalten. Die Datensätze umfassen sowohl die optimierten Anlagengrößen als auch die zugehörigen Einsatzzeitreihen. Für die Berechnungen des stellvertretenden Fernwärmenetzes wird die Leistung der bestehenden Wärmeerzeuger jedes Szenarios, jedes Jahres und jeder Region in das Verhältnis „cap-to-peak“ (C2P) umgerechnet, das angibt, welcher Anteil der installierten Wärmeerzeugungskapazität zur Deckung der Jahresspitzenlast benötigt wird. Eine C2P von 0,25 bedeutet beispielsweise, dass ein Wärmeerzeuger ein Viertel der benötigten Spitzenlastleistung der jeweiligen Region decken kann. MuGriFlex nutzt die C2P-Werte, um abhängig von der konkreten Versorgungssituation, beispielsweise in einem Fernwärmenetz, dessen Spitzenlasten in konkrete Leistungswerte für die jeweiligen Wärmeerzeuger zu übersetzen. Das Einlesen der REMix-Werte ist wichtig, um den bestehenden Anlagenpark für jedes Jahr zu erfassen und darauf aufbauend Erweiterungen zu planen.

Szenariendefinition

In REMix variieren die Eingangsdaten und Ergebnisse sowohl zwischen den betrachteten Jahren als auch unterschiedlichen Szenarien. Um diese Varianzen in MuGriFlex abbilden zu können, wurde die Möglichkeit geschaffen, die Szenarien und Jahre auszuwählen, sowie automatisiert durch die Auswahlmöglichkeiten zu iterieren, um den Vergleich der Ergebnisse zu vereinfachen. Das Excel-Interface wurde um ein Szenarien-Blatt erweitert, wo die verschiedenen Einstellungen der Parameter und Auswahl der Zeitreihen bei Auswahl eines vordefinierten Szenarios automatisch vorgenommen wird. Ergänzend besteht nun die Möglichkeit, eine Liste von Szenarien zu definieren, die sequenziell und automatisiert abgearbeitet wird.

Flexible Ausgabe

Zur flexiblen Anpassung der Ausgabe der Optimierungsergebnisse an die jeweilige Untersuchung wurde die Ausgabestruktur in zwei separate Arbeitsblätter unterteilt. Das erste Blatt ermöglicht die Ausgabe ausgewählter Zeitreihen, beispielsweise des stündlichen Anlageneinsatzes oder des Speicherfüllstands. Das zweite Blatt stellt aggregierte Einzelwerte für jedes berechnete Szenario bereit. Die gewünschten Ausgaben können direkt innerhalb der Blätter definiert werden, sodass sie unmittelbar für nachgelagerte Berechnungen oder die Erstellung von Diagrammen genutzt werden können. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Eingangsparameter durchzureichen, was insbesondere für den Vergleich mit den REMix-Optimierungsergebnissen von Bedeutung ist.

Modellkopplung Strompreis-Modell

Die in MuGriFlex verwendeten Strompreise werden in einem separaten Modell berechnet (vgl. Abschnitt 5.1.4). Aufgrund der Differenzierung nach Jahren, Szenarien, Regionen sowie der Unterscheidung zwischen regionalen und zonalen Strompreisen entstehen eine Vielzahl von Zeitreihen, die sich im Verlauf des Projekts mehrfach geändert haben. Um diese Daten konsistent und effizient zu integrieren, war eine automatisierte Lösung erforderlich. Diese wurde durch ein Python-Skript realisiert, das die Übergabedateien einliest und die Inhalte gemäß einer definierten Struktur in ein zentrales Blatt der in Excel realisierten Benutzeroberfläche überträgt. Die Auswahl der jeweils korrekten Strompreiszeitreihe erfolgt anschließend über die Szenarioauswahl.

Abwärmenutzung der Elektrolyseure in der Fernwärme

In der bisherigen Version von MuGriFlex wurden Elektrolyseure und Wärmeerzeugung unabhängig voneinander simuliert und optimiert. Durch eine Erweiterung des Funktionsumfangs ist es nun möglich, die Abwärme eines Elektrolyseurs als Wärmequelle für eine Wärmepumpe zu nutzen. Der Elektrolyseur wird weiterhin auf Basis eines betriebswirtschaftlich optimalen Einsatzes geplant, wobei aus dessen Betriebsprofil eine Abwärme-Zeitreihe resultiert. Für die Wärmequellen der Wärmepumpe können drei Konfigurationsoptionen definiert werden:

1. Nutzung einer einzelnen Wärmequelle, deren Temperatur und Wärmemenge als Zeitreihe vorliegt (z. B. Außenluft),
2. ausschließliche Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs,
3. kombinierte Nutzung beider Quellen, wobei zu jedem Zeitpunkt die Wärmequelle mit der höheren Temperatur bevorzugt wird.

Bei der Definition der Energiewandlungsanlagen, kann festgelegt werden, welche Wärmepumpe die Abwärme eines bestimmten Elektrolyseurs verwendet. In einer äußeren Optimierungsschleife werden der Elektrolyseur, die Wärmepumpe (inklusive Abwärmenutzung) sowie die übrige Wärmeerzeugung gemeinsam hinsichtlich ihrer Anlagengrößen und Einsatzzeiten optimiert.

Modellierung Energieübertragungsstrecke mit Speicher

Zur Simulation des Stromtransports in unterschiedlichen Energieformen sowie zur Optimierung der hierfür erforderlichen Anlagen einschließlich Speicher wurde eine eigenständige Erweiterung von MuGriFlex entwickelt, die sich methodisch stark am Kernmodell orientiert. Für jeden Einspeisepunkt werden zunächst die Optionen zur Bedarfsdeckung unter Berücksichtigung der Speichergroßen, Speicherverluste und Übertragungsverluste berechnet und nach ihren spezifischen Kosten geordnet. Im anschließenden Schritt erfolgt die sequenzielle Abarbeitung dieser Optionen unter Berücksichtigung des verbleibenden Bedarfs. In einer übergeordneten Optimierungsschleife werden die Anlagengrößen variiert und die Gesamtkosten optimiert. Das Ergebnis ist ein Gesamtsystem, das die betrachteten Energieformen und Speichertechnologien in einer kostenoptimalen Konfiguration integriert.

Auskopplung COP-Zeitreihe für REMix

Die Zeitreihe des coefficient of performance (COP) der Wärmepumpen ist ein Input für das REMix-Modell und wurde für jeden Zeitschritt einzeln berechnet. Als Grundlage dient die physikalische Formel des Carnot-Wirkungsgrad. Der reale COP ergibt sich aus der Multiplikation des Carnot-Gütegrads mit dem physikalisch maximalen Wirkungsgrad im Carnot-Prozess:

$$\text{COP}_{\text{real}} = \eta \cdot \frac{T_{(\text{warm})}}{T_{(\text{warm})} - T_{(\text{kalt})}}$$

mit den Variablen

$[COP_{\text{real}}]$ = –(*dimensionslos*): Leistungszahl der Wärmepumpe (Coefficient of Performance)

$[\eta]$ = –(*dimensionslos*): Wirkungsgrad der realen Anlage im Verhältnis zur idealen Carnot-Leistung

$[T_{\text{warm}}]$ = K (Kelvin): Temperatur des Heizkreises

$[T_{\text{kalt}}]$ = K (Kelvin): Temperatur der Wärmequelle

Dabei wurden für jede Technologie unterschiedliche Wärmequellentemperaturen (T_{kalt}) definiert: Außentemperatur für dezentrale Luft-Wärmepumpen, konstante 12 °C für dezentrale Erdwärmepumpen, 40 °C für Industriewärmepumpen und ein Mittelwert aus Außentemperatur, Flusswassertemperatur und Abwärme für Fernwärmepumpen. Die Vorlauftemperaturen des Heizkreises (T_{warm}) sinken bei den dezentralen Versorgungsoptionen linear von 65 °C in 2020 auf 60 °C in 2050. Die Vorlauftemperaturen der Fernwärme liegen außentemperaturabhängig zwischen 85 °C und 110 °C. Mit diesen Parametern wurde für jeden Zeitschritt und alle Regionen, Szenarien und Jahre der reale COP berechnet.

5.1.3 Eingangsparmeter für betriebswirtschaftliche Simulationen

Im Projekt Gaswende wird das Modell MuGriFlex verwendet, um das deutsche Fernwärmenetz und den Elektrolyse-Einsatz unter Minimierung der Kosten zu optimieren. Grundlage dafür sind Zeitreihen des zu deckenden Energiebedarfs und der Energienachfrage (Wärmelastverlauf), Zeitreihen der Wetterdaten (Außentemperatur, solare Strahlung) sowie Zeitreihen der Energiekosten (z. B. Spotmarktpreise für Strom) und techno-ökonomischen Anlagenparameter (z. B. Wirkungsgrade, Leistungen, Kapital- und Betriebskosten), die auch in die REMix-Berechnungen Eingang finden (siehe Abschnitt 4.5). Hinzu kommen Daten zum regulatorischen Umfeld, wie Abgaben und Steuern (siehe Abschnitt 5.1.4), Förderungen (siehe Abschnitt 5.2.2) und benötigte Redundanzen. Es wird davon ausgegangen, dass die Wetterdaten und die Spotpreise für jeden Zeitpunkt im Voraus bekannt sind („perfect foresight“). Alle Eingangsparmeter, die Ergebnisse der REMix-Optimierungen verwenden, basieren auf dem Szenario ELEC+H2CostLow.

5.1.4 Abbildung der Strom- und Gaspreise

Der heutige Gas- und Strommarkt ist von einem etablierten Regulierungsrahmen geprägt, der auf sicheren Netzbetrieb, diskriminierungsfreien Zugang und wettbewerbliche Preisbildung ausgerichtet ist. Im Gasmarkt gilt weiterhin das europäische Entry-Exit-System mit regulierten Netzentgelten und nationaler Anreizregulierung. Erdgasnetze werden nach festen Investitions- und Effizienzvorgaben betrieben, während fossile Gase durch den nationalen Emissionshandel zunehmend verteuert werden. Biomethan wird über das bestehende Erdgasnetz integriert, Wasserstoff hingegen befindet sich

regulatorisch noch im Aufbau; eine einheitliche Netzregulierung existiert bislang nicht. Der Strommarkt basiert auf einem liberalisierten Großhandel, in dem sich Preise am Spotmarkt nach der Merit-Order bilden. Auf Netzebene sichern regulierte Netzentgelte, Redispatch-Regeln und der sukzessive Netzausbau die Systemstabilität. Der Endkundenpreis umfasst einen hohen Anteil staatlich festgelegter Bestandteile wie Netzentgelte, Offshore-Umlage und Stromsteuer. Mit zunehmender Sektorenkopplung im Rahmen der Wärmeversorgung rücken die Wechselwirkungen von Strom und Gas in den Fokus. Gerade die regulatorischen Preisbestandteile prägen die Wirtschaftlichkeit strombasierter Anwendungen wie Elektrolyse, Wärmepumpen oder industrieller Flexibilitäten (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: regulatorische Stromkostenbestandteile für elektrische Wärmeerzeuger und Elektrolyseuren

	Power to Heat		Elektrolyseure in ct/kWh	Quelle
	Elektrokessel in ct/kWh	Wärmepumpen in ct/kWh		
Netzentgelte ¹	4,14	4,4	4,14 ¹	(Bundesnetzagentur 2025)
weitere Umlagen ² KWK-Umlage (0,277) Offshore-Netzumlage (0,816) Aufschlag für besondere Netznutzung (1,558)	2,65	-	2,65	(Netztransparenz 2025)
Konzessionsabgabe ³	0,11	0,11	0,11 ³	(KAV)
Stromsteuer	2,05	2,05	-	(StromStG)
Gesamt	8,95	6,30	6,90	

Anmerkungen:

¹ Annahme: Industriekunden ohne Vergünstigungen; keine Berücksichtigung individueller Netzentgelte (StromNEV) oder Wegfall der Netzentgelte (§ 28d (EEG))

² Umlagen entfallen für Wärmepumpen

³ Annahme: Sondervertragskunden

Für die MuGriFlex-Berechnungen werden Strompreise benötigt, die über die reinen Grenzkosten (GK) hinaus auch Gewinnmargen, Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen abbilden. Die regulatorischen Preisbestandteile werden über eine Fortschreibung der in Tabelle 5 dargestellten Werte bis 2050 ermittelt. Dabei werden durchschnittliche jährliche Wachstumsraten für Netzentgelte (2 %), KWK-Umlage (5 %), Offshore-Umlage (4 %), den Aufschlag für besondere Netznutzung (5 %), die Umlage für abschaltbare Lasten (4,38 %) und die Konzessionsabgabe (2,62 %) angenommen.

Für die Ermittlung der Strommarktpreise wird die Merit-Order auf Basis der REMix-Ergebnisse simuliert. Dabei werden die aus REMix abgeleiteten System-GK in Preisgebote und damit in stündliche Marktpreise umgesetzt. REMix liefert regional aufgelöste System-GK, doch für den deutschen Großhandelsmarkt gilt das Merit-Order-Prinzip einer einheitlichen Preiszone: Das teuerste Kraftwerk, das zur Deckung der nationalen Nachfrage benötigt wird, bestimmt den Marktpreis.

Dabei ergeben sich zwei zentrale Herausforderungen. Erstens berücksichtigt REMix Netzengpässe und bildet damit ein lokationsabhängiges Optimum (LMP) ab, während der reale Strommarkt innerhalb

Deutschlands eine Kupferplatte unterstellt. Engpässe werden dort über Redispatch abgewickelt und verursachen Kosten, die in Netzentgelten und nicht im Börsenpreis sichtbar werden. In der Regel sind die aus dem Markt resultierende Kraftwerkseinsätze damit verzerrt. Um diese Verzerrungen realitätsnah abzubilden, wird der Kraftwerkseinsatz aus REMix nicht direkt übernommen. Stattdessen wird auf Basis der in REMix bestimmten verfügbaren Kapazitäten eine eigene Merit-Order mit konsistenten Kraftwerkskosten und angenommenen CO₂-Preisen (die auch REMix zugrunde liegen) aufgebaut.

Zweitens reicht eine reine GK-Preisbildung insbesondere bei hoher EE-Einspeisung und in Spitzenlastzeiten nicht aus, um Investitionsanreize für konventionelle Kapazitäten abzubilden. Daher werden Preisauflschläge auf die GK modelliert, die auf dem Konzept des „Residual Supply Index“ (RSI) beruhen. Sinkt die verfügbare Reservekapazität relativ zur Nachfrage, können die verbleibenden Kraftwerke höhere Margen realisieren. Angelehnt an (California ISO 2002) werden entsprechende Engpass-Aufschläge geschätzt und in die Preisermittlung integriert (vgl. Abbildung 36).

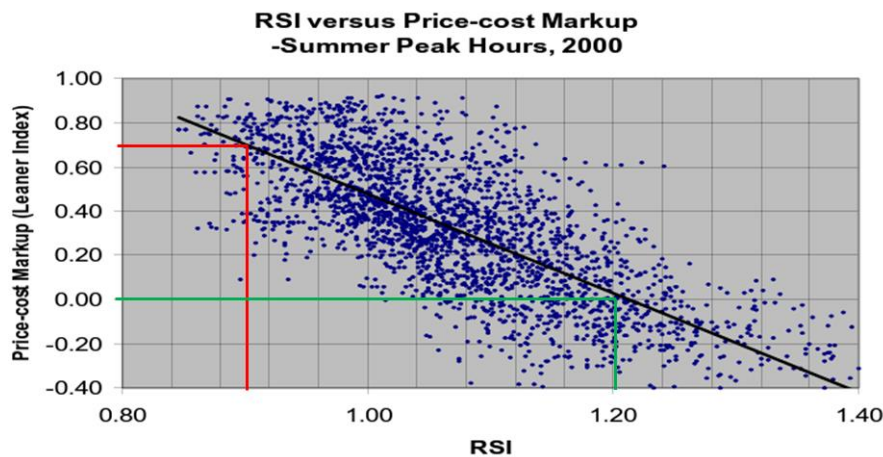


Abbildung 36: Residual Supply Index (RSI); Quelle: (California ISO 2002)

Der relevante Bereich der Funktion liegt zwischen RSI=0,9 (Kapazitätslücke von 10 %) und RSI=1,2 (Überschusskapazität von 20 %), jeweils bezogen auf die Residuallast (nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Kapazitäten). In diesem Bereich reduziert sich der GK-Aufschlag linear von 70 % (RSI=0,9) und 0% (RSI=1,2). Außerhalb des Bereichs werden die jeweiligen Grenzwerte konstant gehalten. Abbildung 37 stellt die simulierten Grenzkosten und Strompreis (ohne regulatorische Kostenbestandteile) beispielhaft für ein Szenario für 2050 dar. An der horizontalen Achse ist die Residuallast abgetragen. Der Vergleich der beiden Kurven zeigt, dass in diesem Szenario ab einer Residuallast von 13 GW ein Engpassaufschlag erfolgt. Dies betrifft etwa 3 % der Stunden im Jahr. Demgegenüber werden für 80 % der Stunden Grenzkosten und Strompreise nahe null erwartet.

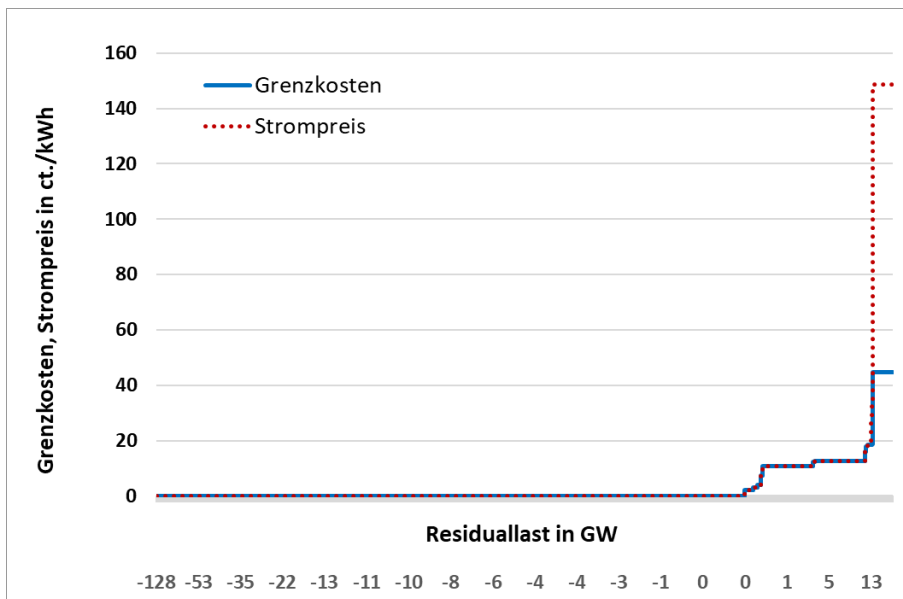


Abbildung 37: Grenzkosten und Strompreise

In einer regulatorischen Variantenrechnung wurde untersucht, wie sich ein Gebotszonensplit, also die Aufgabe der einheitlichen Preiszone für Deutschland, auswirken würde. Hintergrund ist die von der europäischen Kommission angestoßene Diskussion, dass die Netzengpässe zwischen dem windstromproduzierenden Norden und dem lastdominierten Süden effizienter über eine Teilung der Stromzonen in zumindest eine Nord- und eine Südregion aufgelöst werden. Zu diesem Zweck wurden Varianten mit zwei Preiszonen „Nord“ und „Süd“ berechnet. Die Simulation haben für die meisten der REMix-Szenarien einen durchschnittlich niedrigeren Strompreis im Norden im Vergleich zum Süden ergeben. Insgesamt kam es in der Preiszone „Süd“ häufiger zu Engpasssituationen und dadurch bedingten Aufschlägen auf die Grenzkosten als in der Preiszone „Nord“.

Im Gegensatz zu den Strompreisen ist die Studienlage hinsichtlich der zukünftigen Gaspreise deutlich heterogener. Die prognostizierten Werte variieren erheblich (3 bis 15 ct/kWh) zwischen den einzelnen Szenarien und Quellen (Mantzios et al. 2019; Roth et al. 2024; Pavičević et al. 2020). In den vorliegenden Arbeiten wurde sich an den Annahmen der Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2024) orientiert, die einen Preispfad für Erdgas und Wasserstoff zeigen. Es wird angenommen, dass sich grüne Gase Wasserstoff und Biomethan auf einem Preislevel einpendeln werden, da Verbraucher langfristig zwischen beiden Optionen wählen können. Der angenommene Anteil an grünem Gas beträgt 2030 15 %, 2040 60 % und 2050 100 %. Daraus folgt der Gaspreispfad von 5,0 ct/kWh im Jahr 2030, über 7,4 ct/kWh im Jahr 2040, bis 6,9 ct/kWh im Jahr 2050 vorsehen. Zusätzlich zu den Energiepreisen werden bestehende Abgaben für Industriekunden berücksichtigt (Statistisches Bundesamt 2020), die mit einer jährlichen Wachstumsrate von 2 % fortgeschrieben werden.

Tabelle 6: in der betriebswirtschaftlichen Analyse verwendete Gaspreise

	Gaspreis in ct/kWh	Netzentgelte in ct/kWh	Steuern, Abgaben, Umlagen in ct/kWh	Gaspreis gesamt in ct/kWh
2030	5,0	0,2	1,6	6,7
2040	7,4	0,2	1,7	9,4
2050	6,9	0,3	1,9	9,2

5.2 Sektorenkopplung in der Fernwärme

Die Fernwärmeerzeugung ist mit ihren Energiewandlern Wärmepumpen (WP) Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK), Gaskesseln (GK) sowie Elektrokesseln (EK) und der Möglichkeit zur thermischen Speicherung ein zentraler Baustein der notwendigen Sektorenkopplung für die Energiewende. Dieses zeigt sich auch in den Ergebnissen der gesamtwirtschaftlichen Optimierung, die im Folgenden gezeigt werden. Die Tabelle 7 zeigt die gewichteten Mittelwerte der 15 deutschen Regionen für die optimale Kapazität und Wärmemenge, wobei die Kapazität auf den Jahreshöchstwärmebedarf normiert dargestellt wird. Eine Kapazität von 19 % für die KWK im Jahr 2050 bedeutet dabei, dass die installierte Wärmeerzeugungskapazität im Jahr 2050 19 % der Jahreshöchstlast aller Wärmenetze in Deutschland im Jahre 2050 beträgt.

Tabelle 7: In REMix optimierte Wärmeerzeugungskapazitäten für die Fernwärme in der Region „Deutschland gesamt“ für das Szenario „ELEC+H2CostLow“, ausgedrückt in Anteil an der Spitzenlast des Wärmebedarfs (links) und Anteil an der Wärmeerzeugung in der Fernwärme (rechts)

		Kapazität			Wärmemenge		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wärmeerzeuger	Gaskessel	19 %	21 %	46 %	6 %	5 %	13 %
	KWK	18 %	13 %	19 %	15 %	5 %	16 %
	Elektrokessel (PtH)	28 %	20 %	18 %	13 %	7 %	6 %
	Wärmepumpe	20 %	33 %	30 %	66 %	82 %	66 %
	Summe	84 %	87 %	114 %	100 %	100 %	100 %

Bei den mit REMix ermittelten Zahlen fällt auf, dass die Kapazitäten von 2030 bis 2050 nicht durchgehend steigen bzw. fallen, sondern, dass die 2040er Werte oft ein Minimum bzw. Maximum darstellen. Dies ergibt sich im Wesentlichen aus dem der Entwicklung des Kraftwerksparks, der in REMix ebenfalls abgebildet wird und zu einem zwischenzeitlichen Rückgang des Beitrags der KWK zur Wärmeerzeugung führt: Im Jahr 2040 sind noch in recht großem Umfang GuD-Kraftwerke im System, die in Zeiten geringer EE-Verfügbarkeit zur Stromversorgung beitragen. Teile davon sind als KWK-Anlagen ausgelegt, und können das Verhältnis von Strom und Wärmeversorgung flexibel einstellen. Diese Anlagen gehen nach dem Ende der Lebensdauer vor 2050 aus dem System, und werden teilweise durch Motoren-BHKWs ersetzt, die ebenfalls mit Methan betrieben werden. Diese haben allerdings ein festes Verhältnis von Strom und Wärme, wodurch in Zeiten der Stromerzeugung auch Wärme erzeugt wird, was den Anteil der KWK an der Wärmeversorgung steigert. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Verfügbarkeit von Biogas. Während in 2030 und 2040 noch viele Nutzungen (Gebäudewärme,

Industrie, Wärmenetze) darum konkurrieren, verbleibt in 2050 im Szenario ELEC nur die stoffliche Nutzung in der Industrie. Das übrige Biogas kann dann in der Wärmenetzversorgung genutzt werden, was sich in einer Steigerung des Anteils brennstoffbasierter Wärme niederschlägt.

Für die im Folgenden angestellte vergleichende Betrachtung mit den Ergebnissen der betriebswirtschaftlichen Optimierung ist wichtig zu beachten, dass die Optimierungen der Wärmeerzeugungskapazitäten in REMix ohne Anforderungen an Redundanzen durchgeführt wurden, d. h. die Summe der Kapazitäten ist oftmals kleiner 100 %. Die Wärmeversorgung zu Spitzenlastzeiten erfolgt in der Optimierung mit REMix dann aus dem Wärmespeicher. In der betriebswirtschaftlichen Realität werden hingegen Redundanzen gefordert, die sicherstellen, dass die Spitzenlast auch bei einem geplanten oder ungeplanten Ausfall eines Wärmeerzeugers gedeckt werden kann (n+1-Kriterium). In der betriebswirtschaftlichen Optimierung wird deshalb angenommen, dass immer eine Gesamtkapazität von 120% der Jahreshöchstlast vorhanden sein muss. Zur besseren Vergleichbarkeit zeigt die folgende Tabelle die angepassten Kapazitäten der REMix-Ergebnisse mit der Annahme, dass auch hier jeweils eine Summe von 120% vorhanden ist, wobei zur Anpassung die Kapazität der Gaskessel als Technologie mit den niedrigsten spezifischen Investitionskosten erhöht wurde. Die Anteile an der Wärmeerzeugung wurden unverändert belassen:

Tabelle 8: In REMix optimierte und hinsichtlich der Redundanz-Anforderungen angepasste Wärmeerzeugungskapazitäten für die Fernwärme in der Region „Deutschland gesamt“ für das Szenario „ELEC+H2CostLow“, ausgedrückt in Anteil an der Spitzenlast des Wärmebedarfs (links) und Anteil an der Wärmeerzeugung in der Fernwärme (rechts)

		Kapazität			Wärmemenge		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wärmeerzeuger	Gaskessel	54 %	54 %	53 %	6 %	5 %	13 %
	KWK	18 %	13 %	19 %	15 %	5 %	16 %
	Elektrokessel (PtH)	28 %	20 %	18 %	13 %	7 %	6 %
	Wärmepumpe	20 %	33 %	30 %	66 %	82 %	66 %
	Summe	120 %	120 %	120 %	100 %	100 %	100 %

Die folgenden Abschnitte zeigen zunächst die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Optimierung der Wärmeerzeugungsanlagen in der Fernwärme unter der Annahme, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen erhalten bleiben (Abschnitt 5.2.1). In Abschnitt 5.2.2 wird untersucht, inwieweit veränderte Förderhöhen für Wärmepumpen und Kraft-Wärmekopplung dazu führen würden, den Bau und die Einsatzweise der Wärmeerzeuger so anzureizen, dass sie dem gesamtwirtschaftlichen Optimum näherkommen. Da die Ergebnisse zeigen, dass die Kraft-Wärme-Kopplung eine hohe Betriebskostenförderung bedarf, um die gesamtwirtschaftlichen Ziele zu erreichen, wird in Abschnitt 5.2.3 außerdem geprüft, welche Auswirkungen eine Investitionskostenförderung für KWK auf die Gesamtfördersummen hätte. Wegen der entscheidenden Rolle des zukünftigen Gaspreises für die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen, wird in Abschnitt 5.2.4 geprüft, welche Auswirkungen höhere Gaspreise auf den Wärmeerzeugungsmix in der Fernwärme haben. Abschließend wird in Abschnitt 5.2.5 untersucht, welche Auswirkungen regionale Strompreise auf den betriebswirtschaftlich optimalen Wärmeerzeugungsmix haben.

5.2.1 Betriebswirtschaftlich optimierter Einsatz von Wärmeerzeugern mit aktuellem regulatorischem Rahmen in Deutschland

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse einer betriebswirtschaftlichen Optimierung der Anlagenkapazitäten und -einsätze unter der Vorgabe, dass alle derzeitigen Anlagenförderungen im Rahmen des BEW und KWKGs Bestand haben und die in Abschnitt 5.1.4 beschriebenen Energiepreise zum Tragen kommen.

Tabelle 9: In MuGriFlex optimierte Wärmeerzeugungskapazitäten für die Fernwärme in der Region „Deutschland gesamt“ für das Szenario „ELEC+H2CostLow“, ausgedrückt in Anteil an der Spitzenlast des Wärmebedarfs (links) und Anteil an der Wärmeerzeugung in der Fernwärme (rechts)

		Kapazität			Wärmemenge		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wärmeerzeuger	Gaskessel	56 %	36 %	50 %	0 %	0 %	4 %
	KWK	53 %	26 %	15 %	85 %	20 %	10 %
	Elektrokessel (PtH)	0 %	20 %	19 %	0 %	0 %	0 %
	Wärmepumpe	11 %	37 %	36 %	15 %	80 %	86 %
	Summe	120 %	120 %	120 %	100 %	100 %	100 %

Die nachfolgende Abbildung stellt die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Optimierung gegenüber. Im Unterschied zu den zuvor dargestellten Tabellen werden hier die Kapazitäten zusätzlich auf 100 % normiert, da diese Darstellungsweise in den folgenden Abschnitten verwendet wird.

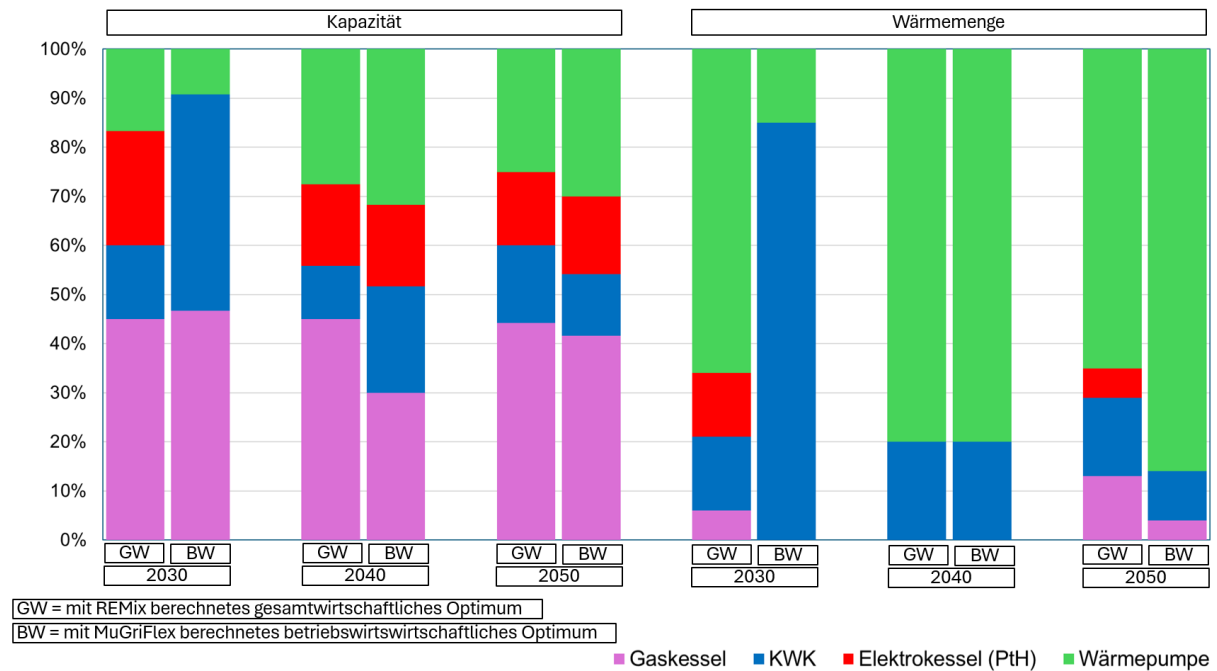


Abbildung 38: Vergleich der gesamt- und betriebswirtschaftlichen Optimierung der Wärmeerzeuger für die Fernwärme mit REMix bzw. MuGriFlex

Die deutlichsten Unterschiede zwischen den beiden Optimierungen sind bei der Kapazität und der Wärmeerzeugung der KWK im Szenariojahr 2030 zu sehen: Während die KWK in der gesamtwirtschaftlichen Optimierung rund 15% der Wärmeerzeugungskapazität und -menge abdeckt, sind es in der betriebswirtschaftlichen Optimierung 44 bzw. 85 %. Letztere Zahl ist sehr nah an der aktuellen Situation in der deutschen Fernwärme, wo im Jahr 2023 85 % der Fernwärmeerzeugung mit KWK-Anlagen erzeugt wurde (AGFW e.V. 2025). Bei den Wärmepumpen zeigt sich, dass im Jahr 2030 der Ausbau und Betrieb in der betriebswirtschaftlichen Optimierung deutlich weniger stark erfolgt als in der gesamtwirtschaftlichen. Im Jahr 2050 hingegen ist es andersherum.

5.2.2 Anpassung des Förderrahmens

Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt, wird der Ausbau und der Einsatz der Wärmepumpen 2030 mit dem aktuellen Förderrahmen nicht ausreichend angereizt. Es wird deshalb im Folgenden eine Variation der BEW-Förderung (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022) für die Wärmepumpen und eine Variation der KWKG-Förderung (KWKG § 7) durchgeführt. Da die Förderung der WP sowohl eine Investitionskostenförderung von 40 % als auch eine Betriebskostenförderung von bis zu 90 % beinhaltet, werden diese beiden Elemente zusammen in fünf Schritten von 0 % (keine Förderung) bis 100 % (aktuelle Förderung) variiert. Die Stromeinspeise-Förderung der KWK wird von 0 bis 26 ct/kWh variiert. Die Ergebnisse für die verschiedenen Kombinationen der Förderungen wird in der folgenden Abbildung für die drei Untersuchungsjahre gezeigt:

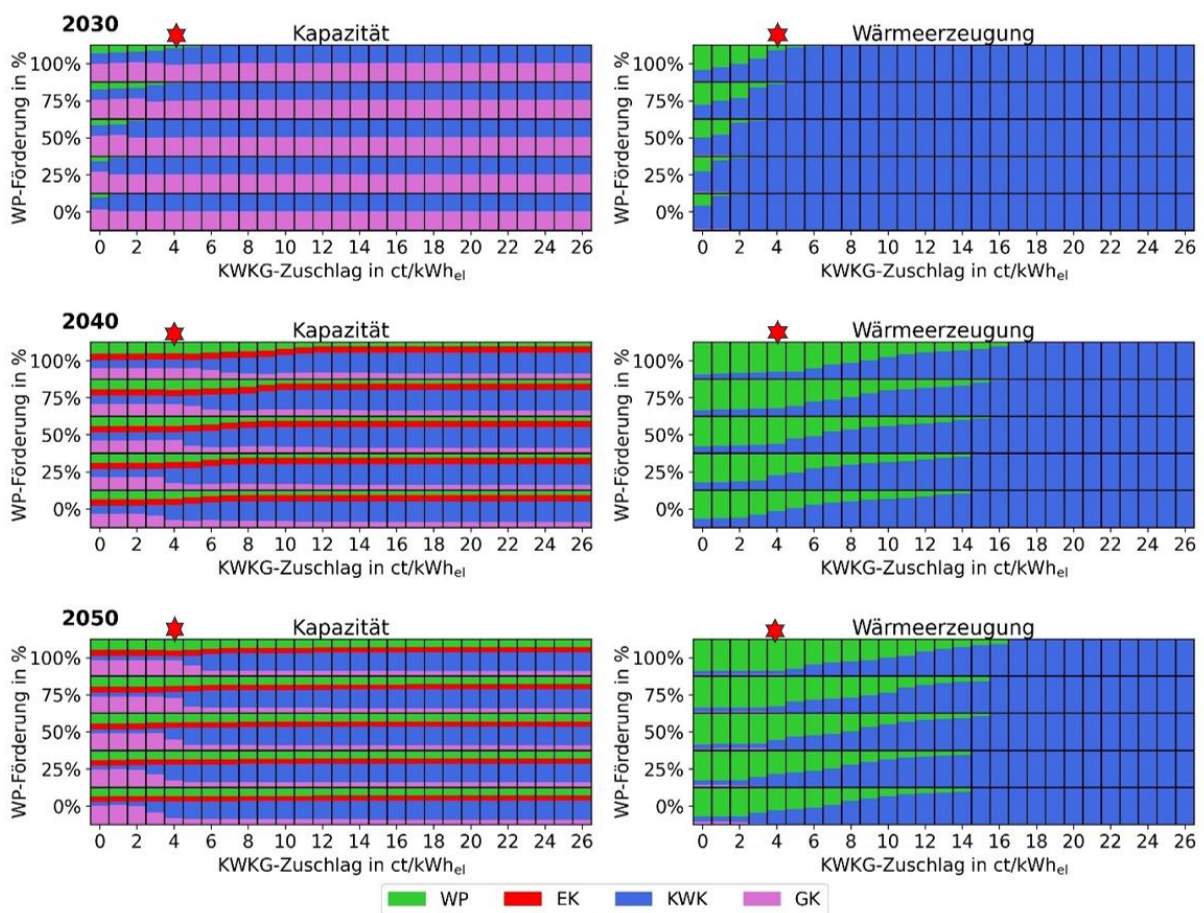


Abbildung 39: Ergebnisse für Kapazität und Wärmeerzeugung für die Fernwärme bei einer Variation der Wärmepumpen- und KWK-Förderung. Die Szenarien mit der derzeitigen Förderhöhe sind mit einem Stern markiert

Die Rasterdiagramme visualisieren die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 bei variierenden Einspeiseförderungen durch das KWKG sowie Investitions- und Betriebskostenförderung nach BEW. Jedes Rechteck in den Diagrammen stellt den Anteil an der Kapazität bzw. an der Wärmeerzeugung bei einer gegebenen Wärmepumpen- und KWK-Förderung dar der sich unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten für die Fernwärmeversorger als am kostengünstigsten darstellt. Die Situation mit der derzeitigen Förderung für Wärmepumpen und KWK ist jeweils mit einem Stern gekennzeichnet und zeigt die Situation auf, die auch in Abbildung 38 zu sehen ist.

Die Diagramme ermöglichen einen Vergleich der gebauten Kapazitäten der verschiedenen Wärmeerzeuger und der angenommenen simulierten Wärmeerzeugung zwischen den Szenarien der Förderungen. Hierdurch lassen sich Muster, Trends und Unterschiede erkennen, die aufzeigen, wie sich eine Investitions- bzw. Vergütungsförderung auf die Wärmeerzeugungskapazität und -leistung auswirkt.

Mit zunehmender KWK-Förderung nimmt die gebaute Kapazität an KWK-Anlagen zu Lasten der Wärmepumpe zu. Bei einer geringen KWKG-Förderung wird die Wärmeerzeugung fast ausschließlich durch Wärmepumpen gedeckt. Im Verlauf einer steigenden KWKG-Vergütung verschiebt sich dies zunehmend dahingehend, dass KWK-Anlagen die Mehrheit der Wärmeerzeugung übernehmen. Fast unabhängig von den Förderungen werden die die Elektro- und Gaskessel fast gar nicht zur Wärmeerzeugung eingesetzt, sondern als Wärmeerzeuger mit niedrigen Investitionskosten lediglich zur Besicherung gebaut.

Im Jahr 2040 besteht ohne Förderung ein relatives Gleichgewicht bei der Kapazität zwischen Wärmepumpen, Erdgaskessel, KWK-Anlagen und Wärmepumpen, wobei die Erdgaskessel zusätzlich für die Redundanz in Höhe von 20 % der Gesamtkapazität zur Verfügung stehen (siehe Rechteck unten links im Raster „Kapazität 2040“). Bei Steigerung der BEW-Förderung verändert sich diese Zusammensetzung kaum. Mit steigender KWKG-Förderung steigt die Kapazität durch KWK-Anlagen, während die Kapazität an Wärmepumpen abnimmt. Die Kapazität der Elektrokessel bleibt weitgehend konstant und von der Kapazität der Gaskessel verbleibt lediglich der für die geforderte Redundanz installierte Anteil.

2050 wird die Kapazität ohne KWK-Förderung überwiegend durch Wärmepumpen, Gas- und Elektrokessel gedeckt. Ab einer KWKG-Förderung von über 3 ct/kWh_{el} kommen nennenswerte KWK-Kapazitäten hinzu. Ähnlich verhält es sich bei der Wärmeerzeugung; bis zu einer KWKG-Förderung von 3 ct/kWh_{el} wird nahezu die gesamte Wärmeversorgung durch Wärmepumpen gedeckt.

In Abbildung 40 wird gezeigt, welche der zahlreichen Ergebnis-Rechtecke in dem Bereich liegen, der in der gesamtwirtschaftlichen Berechnung als Optimal berechnet wurde. Da hier nur die Wärmepumpe und die KWK als relevante Wärmeerzeuger ermittelt wurden, zeigen die gelb markierten Flächen den Bereich, indem die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen ungefähr mit der „gesamtwirtschaftlich geforderten“ übereinstimmt (vgl. Abbildung 40, bzw. Tabelle 8: 2030: 66 %, 2040: 82 %, 2050: 66%):

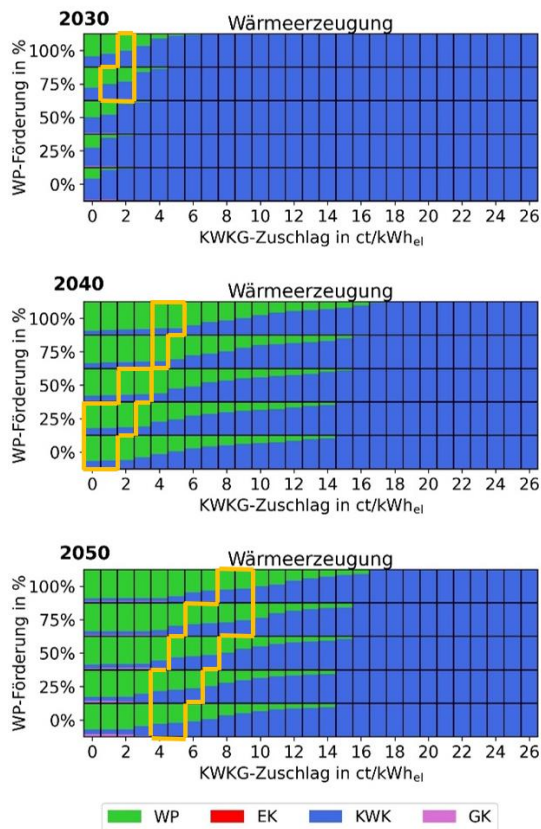


Abbildung 40: Förderrahmen, der eine gesamtwirtschaftlich optimale Kapazität und Wärmeerzeugung ermöglicht

Bei allen Abbildungen ist zu beachten, dass die zu Grunde liegenden Strompreise wegen den in der REMix-Modellierung getroffenen Annahmen in der überwiegenden Zeit des Jahres deutlich niedriger liegen als aktuell, mit dem Ergebnis, dass die Wärmepumpen in der betriebswirtschaftlichen Optimierung im Vergleich zu den anderen Wärmeerzeugern einen niedrigen Arbeitspreis aufweisen und entsprechend stark ausgebaut bzw. zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Daraus folgt, dass die hier variierte Betriebskostenförderung für die Wärmepumpen der BEW keinen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und damit die Kapazitäten und Wärmeerzeugung der Wärmepumpen hat.

Abbildung 40 zeigt, dass mit den zugrundeliegenden Annahmen der benötigte KWK-Zuschlag je nach BEW-Förderung und Szenario Jahr zwischen 1 und 9 ct/kWh_{ei} liegt. Zu sehen ist auch, dass die für einen systemdienlichen Ausbau und Betrieb benötigte Zuschlagshöhe über die Jahre steigt. Bei der Interpretation dieser Zahlen ist jedoch zu bedenken, dass die benötigten Förderhöhen in der Realität nicht nur von den hier gewählten Eingangsgrößen (z.B. Energiepreis-Entwicklungen) abhängen, sondern auch von den Gegebenheiten der Fernwärmenetze, welche in der Praxis sehr heterogen sind. Dies wird im aktuellen KWKG zumindest dahingehend berücksichtigt, dass die Höhe des KWKG-Zuschlags von der KWK-Anlagenleistung abhängt. Neben dem hier vorgenommenen „Ausbalancieren“ der Wärmepumpen- und KWK-Förderung gibt es außerdem weitere Gründe die Wärmeversorgung mit Fernwärme insgesamt zu fördern und so den gewünschten (und auch in diesem Projekt in den Szenarien hinterlegten) Ausbau der Fernwärme anzureizen (siehe Abschnitt 4.4). Eine Untersuchung zu Auswirkungen von unterschiedlichen Strom- und Gaspreisentwicklungen auf die Fernwärmeerzeugung wurde im Paper (Kimmer et al. Stand 2025 unveröffentlicht) im Rahmen dieses Projekts angestellt.

5.2.3 Investitionskostenförderung für KWK (Kapazitätsmarkt)

Mit zunehmender Volatilität der Stromerzeugung und sinkenden Volllaststunden verlieren KWK-Anlagen an betriebswirtschaftlicher Attraktivität. Eine Investitionskostenförderung kann dieses Risiko verringern, indem sie einen Teil der Fixkosten vorab kompensiert und damit eine ähnliche Wirkung entfaltet wie ein Kapazitätsmarkt. Die Lenkungswirkung wurde in einer Simulation überprüft, in der KWK-Anlagen eine 40-prozentige Investitionskostenförderung bekommen. In Abbildung 41 sind die Ergebnisse der betriebswirtschaftlich optimalen Kapazität und der Wärmeerzeugung, ohne und mit KWK-Investitionskostenförderung, zu sehen; jeweils für alle Kombinationen von Wärmepumpenförderung und KWKG-Zuschlag für das Jahr 2050. Gelb markiert sind die Förderkombinationen, die laut der gesamtwirtschaftlichen Analyse mit REMix in der gewünschten Wärmeerzeugung resultieren, dieses Mal gezeigt für die optimierte Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen (2050: 16 %).

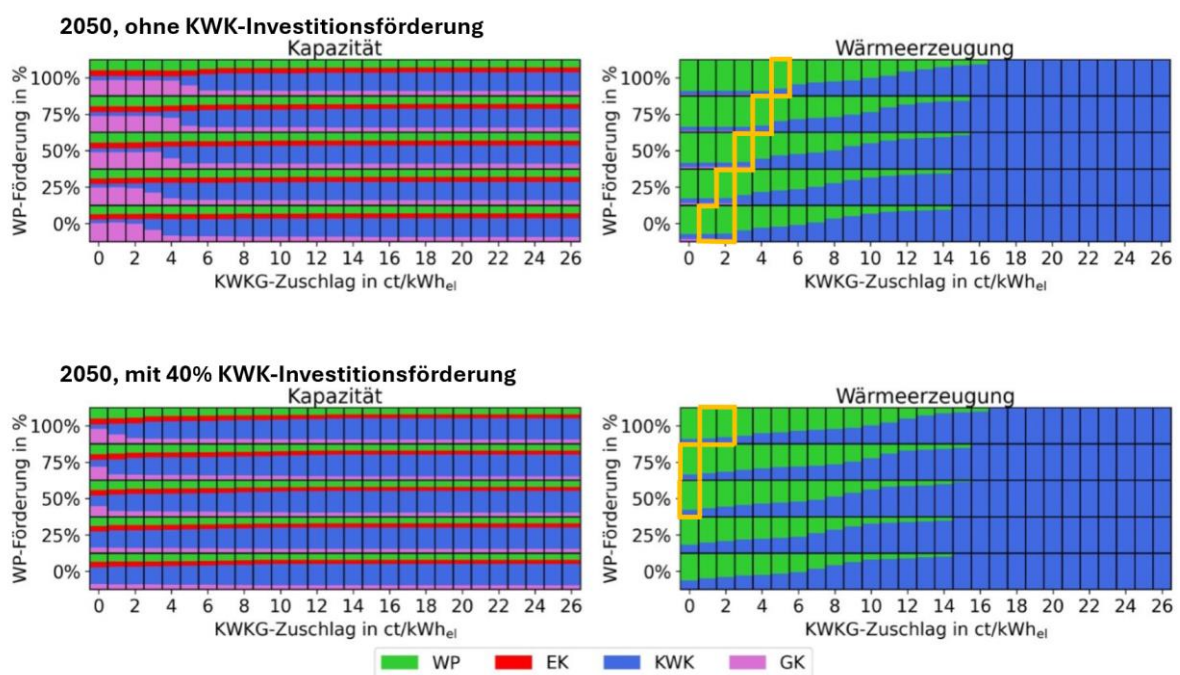


Abbildung 41: Vergleich Anlagenkapazität und Wärmeerzeugung ohne und mit KWK-Investitionsförderung (2050)

Die Ergebnisse für das Jahr 2050 zeigen deutlich, dass in sämtlichen betrachteten Szenarien eine Investitionskostenförderung zu höheren KWK-Kapazitäten und Wärmemengen führt (vgl. Abbildung 41). Bei gleicher Einspeisevergütung wird mit Investitionskostenförderung mehr KWK-Leistung errichtet und mehr Wärme aus KWK-Anlagen erzeugt. Die Unterschiede des benötigten KWKG-Zuschlags, um die gesamtwirtschaftlich gewünschte Wärmemenge mit KWK-Anlagen zu erzeugen variieren dabei je nach Wärmepumpen-Förderung. Bei einer geringen Wärmepumpenförderung (25 % oder 0 % der gegenwärtigen BEW-Förderung für Wärmepumpen) zeigt sich mit den hier getroffenen Annahmen aus der REMix-Modellierung, dass die KWK sogar gänzlich ohne KWKG-Zuschlag mehr Wärme erzeugen würde als gesamtwirtschaftlich erwünscht. Mit der derzeitigen BEW-Förderung würde die KWK-Investitionskostenförderung bewirken, dass der benötigte KWKG-Zuschlag von rund 5 ct/kWh_{el} auf ca. 1,5 ct/kWh_{el}, also um rund 3,5 ct/kWh_{el} reduziert werden könnte, um die gewünschten Wärmemengen aus KWK-Anlagen anzureizen.

Die folgende Tabelle zeigt die Höhe der Kosten, die für eine Investitionskostenförderung pro kW_{el} installierter Leistung anfallen würden, im Vergleich zu den Einsparungen durch einen um rund 3,5 ct/kWh_{el} reduzierten KWKG-Zuschlag.

Tabelle 10: Vergleich benötigter Fördersummen für systemdienlichen KWKG-Einsatz

Investitionskosten-Förderung		Reduzierung des benötigten KWKG-Zuschlags	
Investitionskosten KWKG-Anlage in € kW _{el}	1.000 €	Volllaststunden	1.758 h
Förderquote	40 %	Geförderte kWh _{el} pro kW _{el}	1.758 kWh _{el}
Förderung pro kW_{el} (=Barwert)	400 €	Eingesparte Förderung	3,5 ct/kWh _{el}
		Eingesparte Fördersumme pro Jahr	61,53 €/a
		Zinssatz	5 % ¹
		Lebensdauer	25 a
		Barwert der Förderungen über Laufzeit	911 €/kW_{el}
Differenz, Barwerte der Förderung: 511 €/kW_{el}			

Anmerkungen:

¹ Es wird hier angenommen, dass der KWKG-Zuschlag als Umlage über die nächsten 25 Jahre von den Stromverbrauchern bezahlt werden muss, der Barwert wurde deshalb mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 5 % kalkuliert.

Der Vergleich der Fördermechanismen zeigt, dass die Investitionskostenförderung deutlich kosteneffizienter ausfällt, um denselben KWKG-Anlagenbetrieb anzureizen: Mit den hier getroffenen Annahmen sind die Gesamtförderkosten für eine Investitionskostenförderung mit 511 €/kW_{el} deutlich geringer als die dadurch reduzierbare abdiskontierte Gesamtsumme der Zahlungen für den KWKG-Zuschlag (709 €/kW_{el}).

Neben dem Effekt, dass durch beide Fördermechanismen der gewünschte Anlageneinsatz angereizt werden kann, muss allerdings auch beachtet werden, dass geringere Gesamtfördersummen die Erlöse der Wärmeversorgungs-Unternehmen verringern würden, was die Fernwärmepreise beeinflussen und den Ausbau der Fernwärme, der ebenfalls ein gesamtwirtschaftlich wichtiges Ziel darstellt, negativ beeinflussen würde.

5.2.4 Szenario mit erhöhtem Gaspreis

Die zukünftige Gaspreisentwicklung ist eine der größten Unsicherheiten für die Transformation des Wärme- und Stromsektors. Seit den geopolitischen Ereignissen ab 2022 sind europäische Gaspreise durch hohe Volatilität geprägt. Mittelfristig bleibt unklar, ob sich Preise auf Vorkrisenniveau stabilisieren oder strukturell höher bleiben – etwa durch globale LNG-Nachfrage, den EU-ETS oder notwendige Investitionen in Infrastrukturen. Die Transformation zu klimaneutralen Gasen wie Biomethan und Wasserstoff bringt weitere erhebliche Preisunsicherheiten mit sich. Um diese Unsicherheiten abzubilden, wurde ein Szenario gerechnet in dem der Gaspreis um 4 ct/kWh

gegenüber dem Standardszenario erhöht wurde, während der Strompreis und alle anderen Eingangsparameter in dieser Betrachtung unverändert blieben.

Die resultierenden betriebswirtschaftlich angereizten Kapazitäten und Wärmeerzeugungen werden in der folgenden Abbildung beispielhaft für das Jahr 2050 vergleichend mit den Ergebnissen der Berechnungen mit Referenz-Annahmen zum Gaspreis gezeigt:

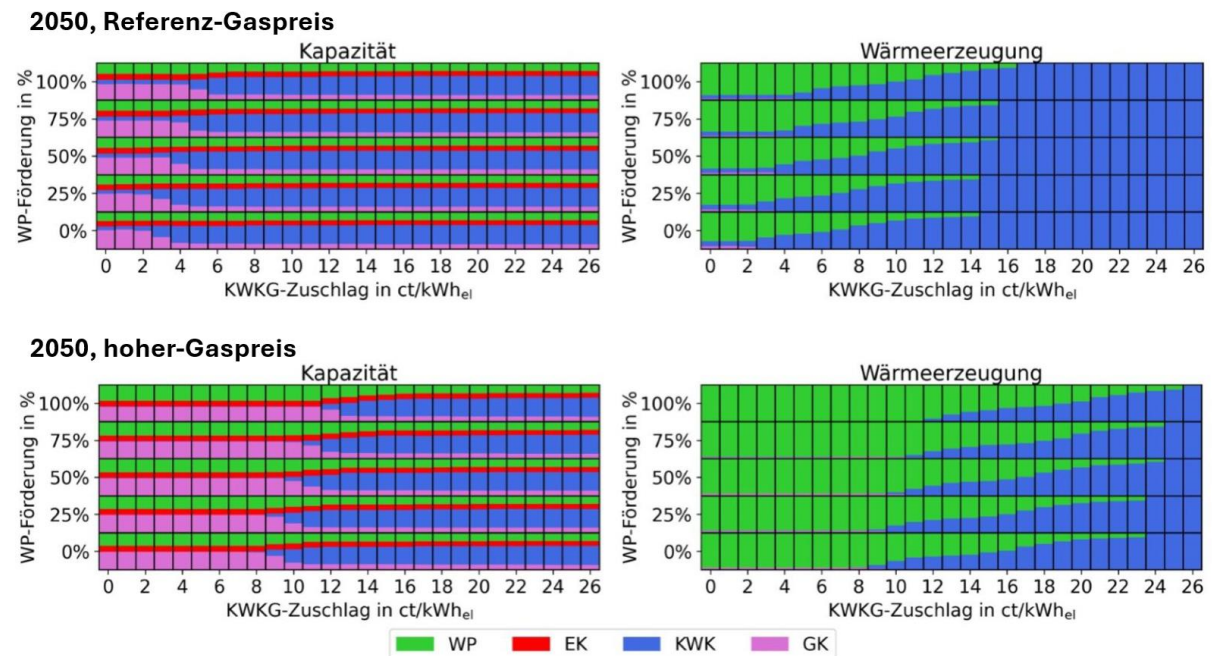


Abbildung 42: Ergebnisse für Kapazität und Wärmeerzeugung in der Fernwärme bei Variation der Wärmepumpen- und KWK-Förderung: Vergleich mit unterschiedlichen Gaspreisen. Referenz (oben) und mit um 4 ct/kWh erhöhtem Gaspreis (unten)

Zu sehen ist, dass der erhöhte Gaspreis dazu führt, dass die KWK in allen Szenarien zu Lasten der Wärmepumpen sowohl weniger stark ausgebaut wird als auch weniger zur Gesamtwärmeerzeugung beiträgt. Zur Kompensation der höheren Gaspreise wird also in allen betrachteten Szenarien ein deutlich höherer KWKG-Zuschlag benötigt, um mit dem Gaspreis des Referenz-Szenarios vergleichbare Kapazitäten und Wärmeerzeugungsmengen durch KWK anzureizen. Die zusätzlich erforderliche KWK-Förderung beträgt in diesem Beispiel im Mittel rund 7 ct/kWh_{el}.

Das Szenario verdeutlicht drei zentrale Punkte:

- Preisrisiko: Schon moderate Gaspreissteigerungen verändern den Wärmeerzeugungsmix substantiell. Der Förderrahmen muss daher robuste Strategien gegenüber volatilen Brennstoffpreisen berücksichtigen.
- Regulatorischer Bedarf: Ein dauerhaft höheres Gaspreinsniveau könnte den Markthochlauf von Wärmepumpen beschleunigen, zugleich aber zusätzliche Fördermechanismen für KWK erfordern, um deren Beitrag zur Versorgungssicherheit zu sichern.
- Technologiepfade: Die Ergebnisse unterstreichen, dass Förderinstrumente künftig flexibel auf Marktbedingungen reagieren müssen, damit weiterhin in gesamtwirtschaftlich wünschenswerte Technologien investiert wird und diese systemdienlich betrieben werden.

5.2.5 Anpassung regulatorischer Rahmen: Regionale Energiepreise

Aus der gesamtwirtschaftlichen Optimierung durch REMix ergeben sich für die einzelnen Regionen unterschiedliche Ziele für den Fernwärmeerzeugungs- und -kapazitätsmix. Diese beruhen auf Unterschieden in den zeitlichen Profilen, den Kostenstrukturen der Energieerzeugung und -nachfrage und -speicherung sowie dem limitierten Energieaustausch mit Nachbarregionen.

Die folgende Tabelle zeigt die in REMix optimierten Wärmemengen aus den einzelnen Wärmeerzeugern für die Regionen Bayern und Schleswig-Holstein:

Tabelle 11: In REMix optimierte Wärmemenge in der Fernwärme in den Regionen Bayern (links) und Schleswig-Holstein (rechts)

		Wärmemenge Bayern			Wärmemenge Schleswig-Holstein		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wärmeerzeuger	Gaskessel	6 %	5 %	7 %	7 %	8 %	21 %
	KWK	19 %	7 %	29 %	1 %	0 %	2 %
	Elektrokessel (PtH)	5 %	4 %	5 %	36 %	17 %	12 %
	Wärmepumpe	70 %	85 %	59 %	56 %	75 %	65 %
	Summe	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Die Unterschiede zwischen den hier dargestellten Regionen sind deutlich: so ist der Anteil der Wärmepumpen in Schleswig-Holstein mit 65 % deutlich größer als in Bayern mit 59 %. Während die KWK-Anlagen in Schleswig-Holstein mit 2 % der Wärmemenge praktisch keine Rolle spielen, tragen sie in Bayern mit 29 % erheblich zur Wärmeversorgung in der Fernwärme bei (im Bundesdeutschen Mittel, 2050: 16 %, vergl. Tabelle 7).

Eine die derzeitige Realität widerspiegelnde deutschlandweite Energiepreiszone, wie sie in den Szenarien zu Grunde gelegt wird, führt zu einer Angleichung des sektorgekoppelten Fernwärmeerzeugungsmixes zwischen den Regionen.

Die Unterschiede, die sich bei der Betrachtung von unterschiedlichen Preiszonen für Nord- und Süddeutschland ergeben würden, sind in Abbildung 43 zu sehen.

Deutlich zu sehen ist, dass die Strompreise bei unterschiedlichen Preiszonen zu unterschiedlichen Anreizen für Ausbau und Betrieb der Wärmeerzeuger führen. In beiden Bundesländern dominiert die Wärmeerzeugung aus Wärmepumpen und wird erst bei hohen KWKG-Zuschlägen von der Wärmeerzeugung aus KWK abgelöst. Dies geschieht in Bayern, wegen der dort in dieser Betrachtung höheren Strompreise schon ab einem KWKG-Zuschlag ab 9 ct/kWh_{el} und in Schleswig-Holstein ab einem KWKG-Zuschlag von 11 ct/kWh_{el}.

Weil es in Schleswig-Holstein aus gesamtwirtschaftlicher Sicht so gut wie keinen Bedarf an KWK-Wärme besteht, wäre dieser hohe Zuschlag in Schleswig-Holstein nicht erforderlich, um einen systemdienlichen Betrieb sicherzustellen. In Bayern dagegen, wo ein hoher Bedarf an Wärme aus KWK-Anlagen besteht, erscheint eine Förderung mit einem hohen KWKG-Zuschlag aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll.

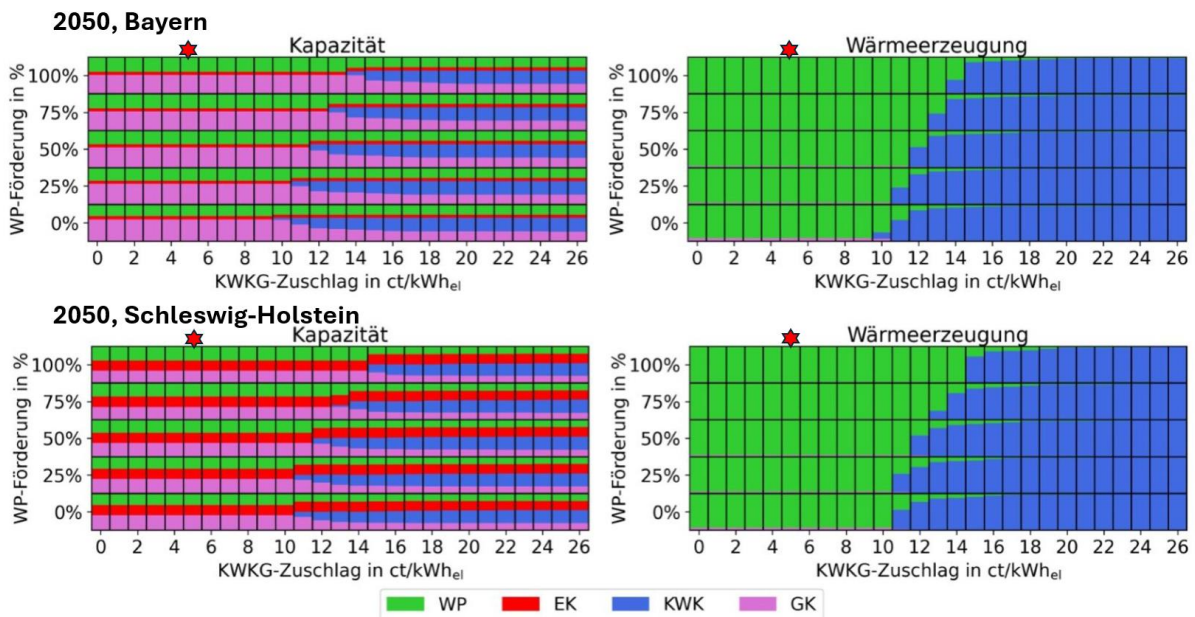


Abbildung 43: Regionale Energiepreise Bayern 2050 (oben) und Schleswig-Holstein 2050 (unten)

Die Einführung regionaler Energiepreise reizt demnach ein regional differenzierteres Verhalten an, ist jedoch allein nicht ausreichend, um die mit den REMix-Rechnungen als gesamtwirtschaftlich optimierten Anlageneinsätze zu erreichen. Es bedarf folglich eine weitere regional differenzierte Förderung, um einen gesamtwirtschaftlich optimalen Ausbau und Betrieb der verschiedenen Wärmeerzeuger anzureizen.

5.3 Sektorenkopplung durch Abwärmenutzung von Elektrolyseuren

In diesem Abschnitt werden die Vorteile und Voraussetzungen der Kopplung der Sektoren Strom, Gas und Fernwärme mit Elektrolyseuren in einem marktwirtschaftlichen Umfeld betrachtet. Elektrolyseure ermöglichen es, die volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Erzeugung zu nutzen und den Bedarf an erneuerbarem Gas zu decken. Der gewonnene Wasserstoff oder das daraus produzierte Methan kann saisonal gespeichert werden und als Ausgleich zwischen der erneuerbaren Energieerzeugung und dem Energiebedarf dienen. Außerdem ermöglicht die Konversionskette Elektrolyseure -Gasnetz-KWK einen Stromtransport zwischen Regionen über das bestehende Gasnetz. Die entstehende Abwärme der Elektrolyseure kann mit Hilfe von Wärmepumpen in Fernwärmesystemen genutzt werden.

Im Folgenden soll sich mit betriebswirtschaftlichen Untersuchungen dem Thema von verschiedenen Blickwinkeln genähert werden. Dabei wird die Frage verfolgt, ob die gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren ermöglichen und welche Anpassungen ggf. notwendig wären, um den gesamtwirtschaftlich gewünschten Ausbau und Betrieb zu forcieren. Eine Frage dabei ist, inwieweit die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren in Fernwärmesystemen, die Rentabilität des Elektrolyseurbetriebes steigern kann und welche Effizienzvorteile dadurch entstehen. Außerdem wird der Stromübertragungsweg mithilfe der Konversionskette Elektrolyseure -Gasnetz-KWK mit einem Stromnetzausbau unter den Gesichtspunkten Kosten, Effizienz, Speicherbarkeit und Ausbaugeschwindigkeit miteinander verglichen.

5.3.1 Elektrolyseur-Einsatz in REMix

Die Zeitreihen der H₂-Produktion aus REMix zeigen für alle Regionen in Deutschland und für alle Szenarien, dass die Produktion in den Wintermonaten geringer ist als in den Sommermonaten, ausgenommen in der zweiten Dezemberhälfte und der ersten Januarhälfte. Die über alle Regionen Deutschlands kumulierte Erzeugung ist in Abbildung 44 zu sehen. Die Region mit der höchsten H₂-Produktion ist Niedersachsen-Bremen (NDSB), darauf folgt Schleswig-Holstein (SH). In allen betrachteten Regionen steigt der Wärmebedarf für die Fernwärme von 2030 bis 2050 an. Die mit REMix optimierte H₂-Produktion ist allerdings im Jahr 2030 noch kaum vorhanden und in 2040 maximal, zu diesem Zeitpunkt liegt die gesamtdeutsche H₂-Produktion bei 26,8 TWh/a.

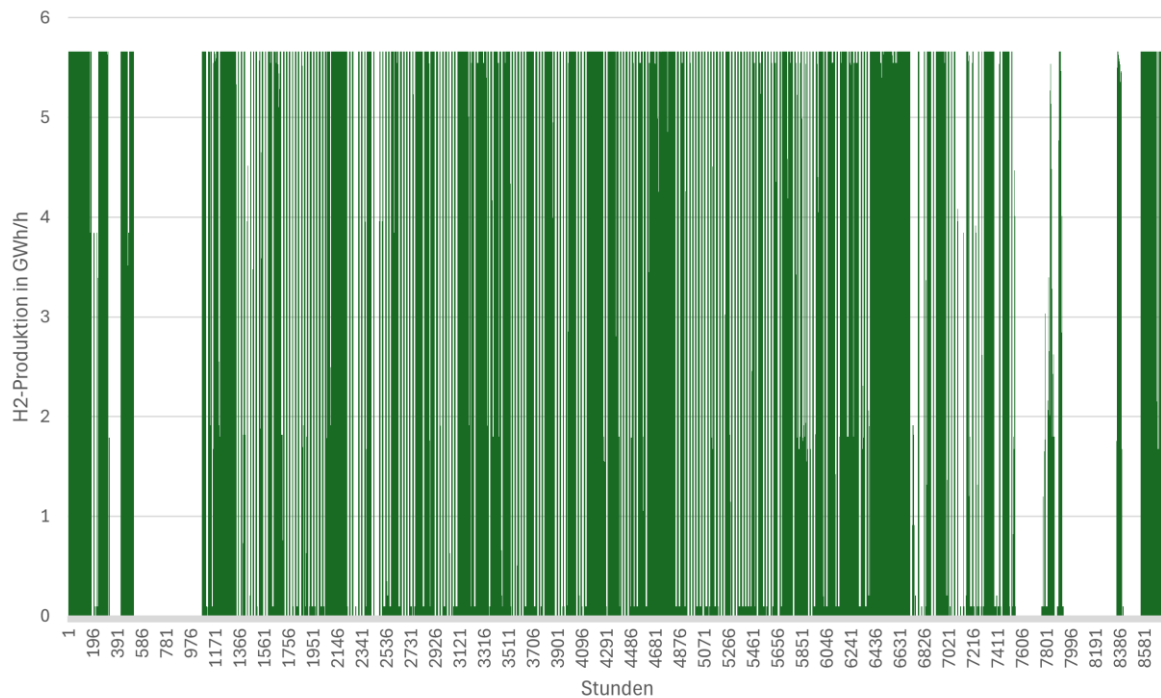


Abbildung 44: Verlauf der Wasserstoffproduktion in Deutschland im Jahr 2050

In Abbildung 45 sind die aus der gesamtwirtschaftlichen Analyse optimalen Volllaststunden der Elektrolyseure in ganz Deutschland (DE), sowie SH und NDSB gezeigt. Es fällt auf, dass 2030 in den Regionen, die in den kommenden Jahren die größte H₂-Produktion haben, noch keine Anlagen stehen. Außerdem ist zu sehen, dass die Volllaststunden von 2040 zu leicht 2050 abnehmen.

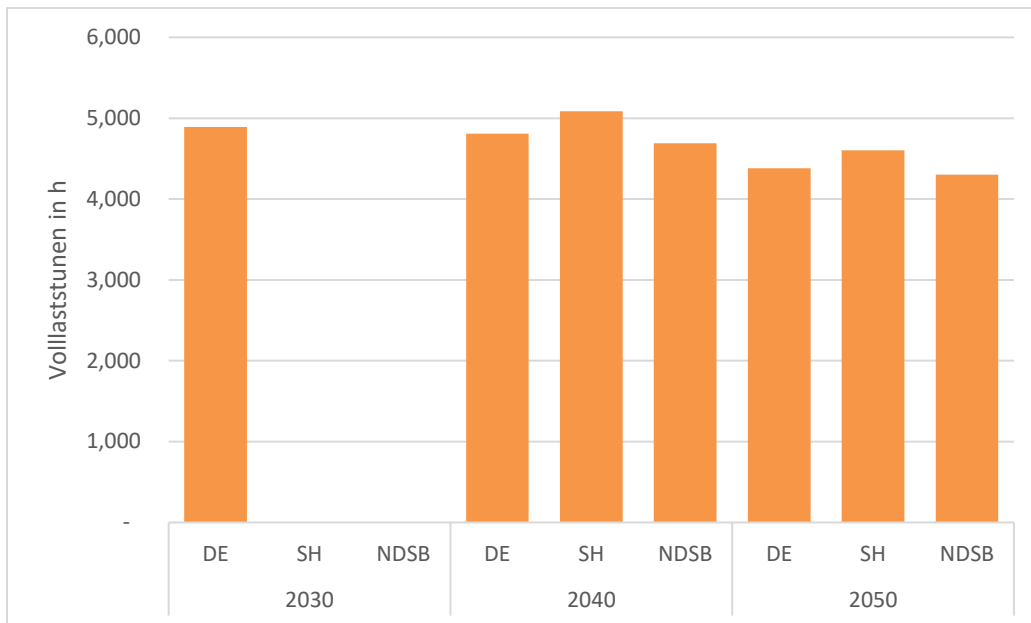


Abbildung 45: Volllaststunden der Elektrolyseure in Gesamtdeutschland, sowie den beiden Regionen mit der größten Wasserstoffproduktion.

5.3.2 Abwärmenutzung

Zur Berechnung der nutzbaren Abwärme von Elektrolyseuren in Gesamtdeutschland (DE), sowie in den beiden Regionen mit der höchsten H₂-Produktion wurde die Umwandlungseffizienz Strom zu Wasserstoff der Elektrolyseure als Basis verwendet und angenommen, dass von den verbleibenden Verlusten zwei Drittel als Wärme nutzbar gemacht werden können. Dabei wird angenommen, dass die Abwärme der Elektrolyse mit einer Wärmepumpe auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben wird und dabei zusätzliche Wärme erzeugt wird.⁹

Diese Abwärme würde, wenn sie vollständig genutzt werden könnte in der deutschlandweiten Betrachtung nur maximal 2,45 % des Wärmebedarfs für Fernwärme abdecken (2040). In Schleswig-Holstein ist der Wärmebedarf jedoch gering und die H₂-Produktion relativ hoch, dort würde die Abwärme, falls vollständig genutzt, in 2040 rund 29 % des Wärmebedarf in der Fernwärme abdecken können. Dieses Verhältnis sinkt jedoch bis 2050 wieder auf rund 17 %. In der Region Niedersachsen/Bremen besteht eine rechnerische Deckung von rund 17 % in 2040 und rund 10 % in 2050. Neben der mit REMix ermittelten sinkenden H₂-Produktion von 2040 auf 2050, verursacht auch die für diesen Zeitraum angenommene Effizienzsteigerung der Elektrolyseure eine sinkende Menge an nutzbarer Abwärme.

⁹ Die zugrundeliegenden Temperaturen führen zu einer Jahresarbeitszahl von 3,3 was bedeutet, dass mit dem dafür erforderlichen Stromeinsatz zusätzlich rund 43% Wärme nutzbar wird

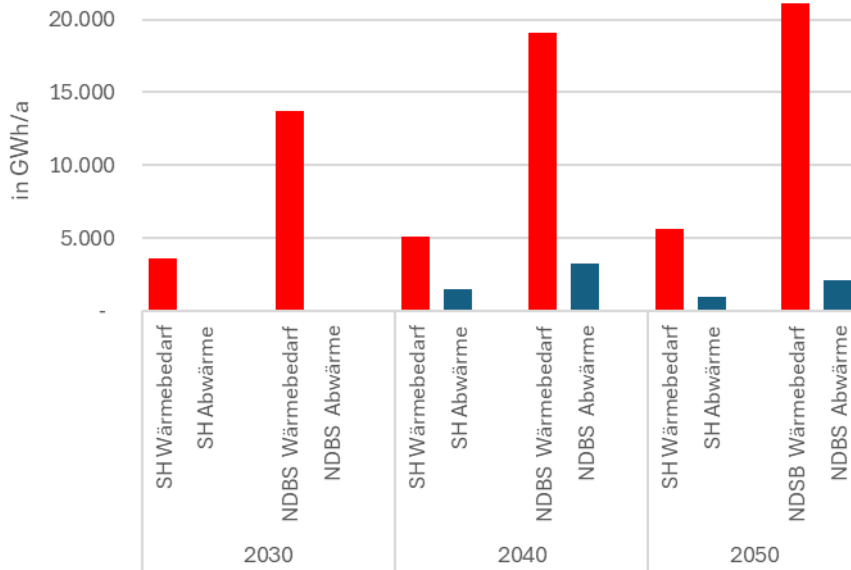


Abbildung 46: Der Wärmebedarf aller für die entsprechenden Jahre angenommenen Fernwärmenetze von den beiden Regionen mit der höchsten H₂-Produktion ist jeweils gegen die nutzbare Abwärme von Elektrolyseuren der entsprechenden Region aufgetragen

Wie viel Abwärme in einem konkreten Wärmenetz genutzt werden kann, hängt vom Verhältnis der thermischen Leistung der Abwärme zum Wärmebedarf ab. Dies wurde für ein beispielhaftes Wärmenetz in Schleswig-Holstein berechnet. Grundlage war die Einsatz-Zeitreihe des Elektrolyseurs aus der gesamtwirtschaftlichen Optimierung. Es wurde ein Wärmespeicher angenommen, der zehn Stunden des Spitzenbedarfs aufnehmen kann. Die Abwärme muss mit einer Wärmepumpe angehoben werden. Die anderen Wärmeerzeuger wurden in dieser Betrachtung nicht modelliert und stellten somit keine Konkurrenz dar.

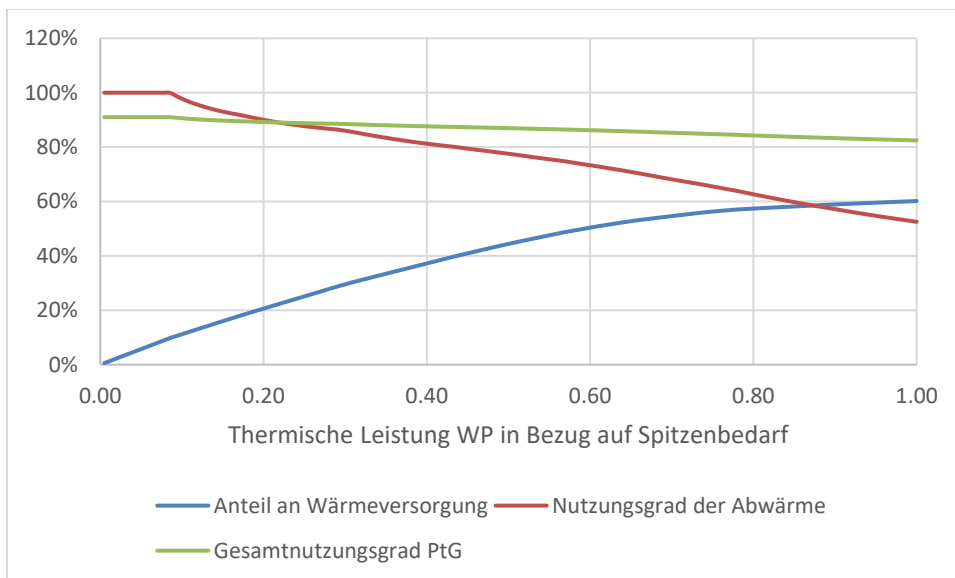


Abbildung 47: Abwärmennutzung von Elektrolyseuren mittels Wärmepumpe (WP) in einem Wärmenetz. Variation der Anlagengröße.

In Abbildung 47 sind für verschiedene Größen der Wärmepumpe, welche die Abwärme der Elektrolyseure auf das Temperaturniveau der Fernwärme anhebt, sowohl der Anteil, den die Abwärme

mittels Wärmepumpe am Gesamtwärmebedarf maximal ausmachen kann, als auch der Nutzungsgrad der Abwärme und der Gesamtnutzungsgrad des in den Elektrolyseur fließenden Stroms dargestellt. Bei einer im Verhältnis zum Wärmenetz kleinen Abwärmequelle kann die gesamte Abwärme genutzt werden, jedoch ist der Anteil an der Wärmeerzeugung gering. Mit steigender Leistung der Wärmequelle und Wärmepumpe kann der Anteil an der Wärmeversorgung auf über 60 % gesteigert werden. Der Nutzungsgrad sinkt dann auf unter 55 %. Höhere Anteile wären mit größeren Wärmespeichern möglich. Der Gesamtnutzungsgrad der Elektrolyse kann durch die Abwärmenutzung um bis zu 18 Prozentpunkte gesteigert werden.

5.3.3 Förderung von Elektrolyseuren

Um Elektrolyseure wirtschaftlich betreiben zu können, benötigen sie eine Förderung. Dies ergibt sich daraus, dass mit den hier verwendeten Szenarien der Verkaufserlös für Gas nur bei 5 ct/kWh (2030) bis 7,4 ct/kWh (2040) liegt, während allein die Abgaben auf den benötigten Strom 6,9 ct/kWh betragen. Die Auswirkung von einer Förderung von Elektrolyseuren auf die wirtschaftlichen Volllaststunden, wird mit einer Simulation mit dem Tool MuGriFlex untersucht. Es werden für das Jahr 2040 in Schleswig-Holstein der Bestand der Wärmeerzeuger, sowie die Energiepreise übernommen. Die bestehenden Investitions- und Betriebskostenförderungen für KWK und Wärmepumpen durch das KWKG bzw. die BEW (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022; KWKG § 7), sowie eine Investitionskostenförderung für Elektrolyseure von 40 % (vgl. (Bundesministerium für Verkehr 2025)) werden in die Rechnung einbezogen. Die angenommene zusätzliche Subventionierung erfolgt, in dem der Strompreis für die Elektrolyseure bezuschusst wird. Das Diagramm in Abbildung 48 stellt in blau die Volllaststunden der Elektrolyseure, die in REMix ermittelt wurden, dar, welche den zu erreichenden Referenzwert bilden, in rot sind die Volllaststunden aus der MuGriFlex-Berechnung, ohne Wärmeauskopplung und in lila die Volllaststunden mit Wärmeauskopplung dargestellt. Die Wärmeauskopplung bedeutet, dass die Abwärme in einem Fernwärmenetz genutzt wird. Durch die erhöhte Temperatur des Eingangsmediums gegenüber der alternativen Wärmequelle Außenluft muss die Wärmepumpe das Temperaturniveau weniger stark anheben und benötigt somit weniger Strom, was zu einer Kostensenkung führt. Es ist zu erkennen, dass sich der Bau und der Betrieb der Elektrolyseure erst ab einem Stromkostenzuschlag von 5 ct/kWh_{el} lohnt. Um die mit REMix ermittelten gesamtwirtschaftlich optimalen Volllaststunden von 5086 Stunden zu erreichen bedarf es einer Förderung von 6,7 ct/kWh_{el}, wenn keine Abwärmenutzung stattfindet. Wird die Abwärme genutzt und entsprechend bewertet, dann ist eine leicht verringerte, aber immer noch substanzielle Betriebskostenförderung von rund 6,5 ct/kWh_{el} erforderlich um die in REMix ermittelten, gesamtwirtschaftlich optimalen Volllaststunden anzureizen.

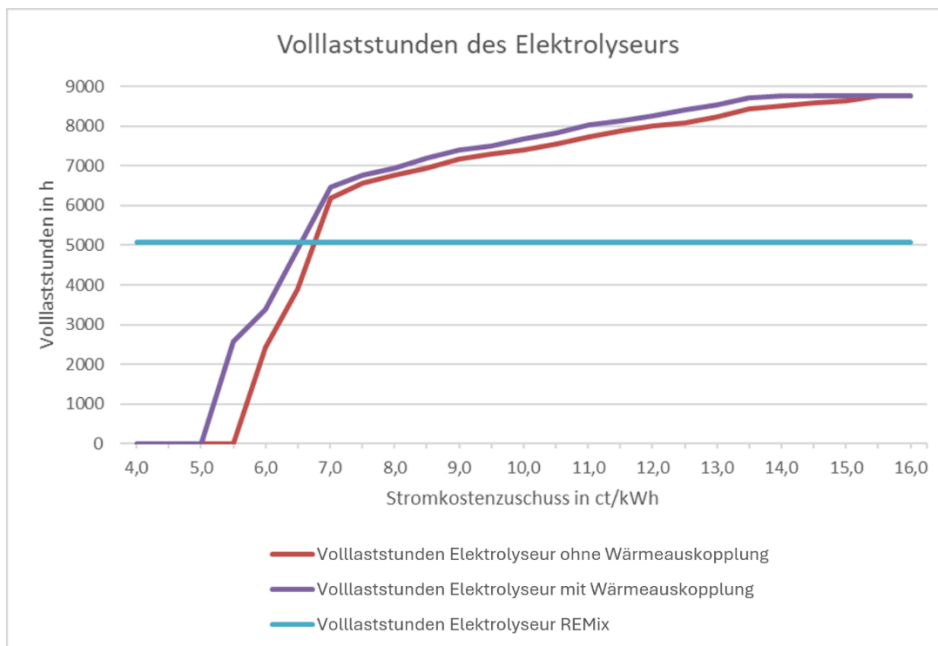


Abbildung 48: Notwendiger Stromkostenzuschlag für gesamtwirtschaftlich optimalen Betrieb eines Elektrolyseurs in 2040 in SH

5.3.4 Überlassung von Überschuss-Strom

Um zu überprüfen, wann sich der Bau und die Nutzung von Elektrolyseuren lohnt, wenn sie ausschließlich zur Nutzung überschüssigen Stroms, verwendet werden, wurde berechnet, ab wie vielen Volllaststunden sich die Investitionen amortisieren, wenn der genutzte Strom kostenlos ist. Der Strom wird hier als kostenlos angenommen, wenn er ansonsten abgeregelt werden müsste. In Abbildung 49 werden die Volllaststunden, die zur Amortisation notwendig sind, über den Wasserstoffpreis, zu dem der produzierte Wasserstoff verkauft werden kann aufgetragen.

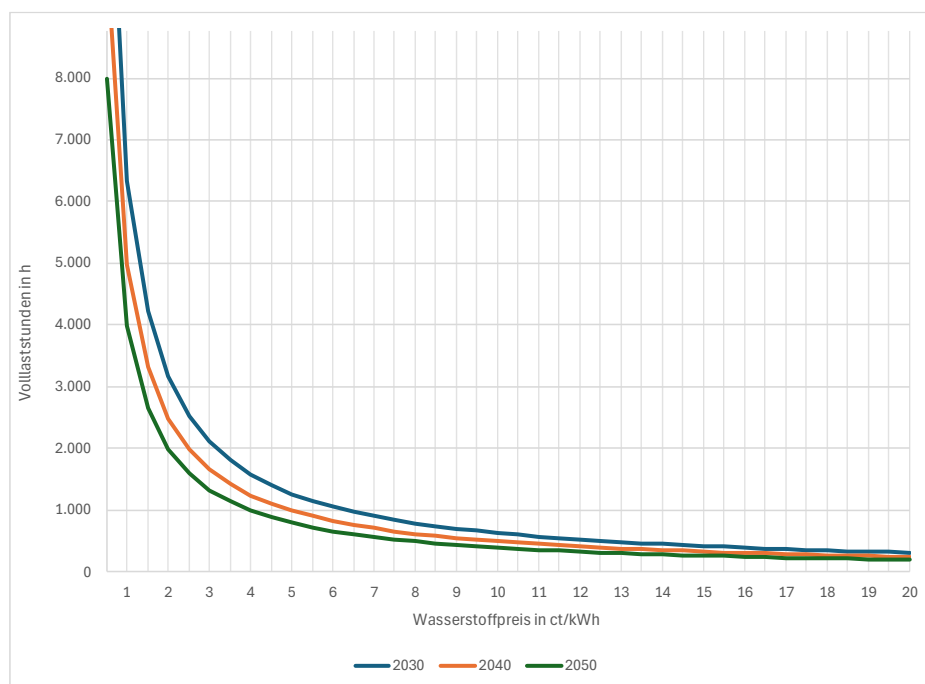


Abbildung 49: Benötigte Volllaststunden für die Amortisation eines Elektrolyseurs bei Nutzung sonst abgeregelten Stroms

Wie Abbildung 49 darstellt, sind die benötigten Volllaststunden im Jahr 2030 bei allen Wasserstoffpreisen höher als in 2040 und 2050. Das ist auf die sinkenden Investitionskosten über die Jahre zurückzuführen. Im REMix-Szenario Elec+H2CostLow wurde ermittelt, dass in Deutschland in 500 h/a Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien abgeregelt wird. Damit wird ein Wasserstoffverkaufspreis von min. 11 ct/kWh für 2050 und 13 ct/kWh in 2030 benötigt, um die Investitionen rentabel zu machen. Die Nutzung kostenlosen Strom, damit dieser nicht abgeregelt werden muss, stellt damit ohne zusätzliche Förderung in Deutschland kein gewinnbringendes Geschäftsmodell dar.

5.3.5 Energieübertragungsketten

Aufgrund der unterschiedlichen erneuerbaren Stromquellen und Strombedarfe in Nord- und Süddeutschland, ist die Betrachtung des Transports von Strom zwischen diesen beiden Regionen von Relevanz. In Süddeutschland dominiert die Erzeugung erneuerbarer Energie durch PV-Anlagen, während in Norddeutschland Windkraftanlagen die überwiegende erneuerbare Energiequelle darstellen. Der Transport kann über das Stromnetz, aber auch in Form von Methan oder Wasserstoff geschehen. Die genannten Optionen werden im Folgenden, bezogen auf ihre wirtschaftlichen Aspekte, betrachtet. Es werden bei den unterschiedlichen Optionen jeweils die laufenden Kosten pro GW-Übertragungskapazität, sowie die Annuitäten der Investitionskosten für den Aus- bzw. Umbau, ausgehend vom aktuellen Ausbaustand, sowohl der Trassen bzw. Leitungen als auch der benötigten Umwandlungsanlagen einbezogen. Da die Umwandlung des Stroms in ein Gas den zusätzlichen Vorteil hat, dass das Gas in vorhandenen Gasspeichern deutlich günstiger und in größeren Mengen auch saisonal zwischengespeichert werden kann als Strom wird im Folgenden zusätzlich diese Speicheroption betrachtet. Es werden sowohl aktuelle Preise (aus den Jahren 2020 bis 2030, im Weiteren referenziert als 2025), als auch Preisvoraussichten für das Jahr 2050 betrachtet. Für die Annuitäten wird ein Zinssatz von 8 %, sowie eine festgelegte Lebensdauer pro Anlage zu Grunde gelegt. Die maximal benötigte Transportkapazität wurde aus dem Netto des elektrischen Flusses von Schleswig-Holstein nach Bayern aus den Ergebnissen der REMix-Berechnung für das Jahr 2030 verwendet. Es ergibt sich eine maximal benötigte Transportleistung von 41 GW.

Bei der Übertragung über das Stromnetz wird der besseren Vergleichbarkeit halber, eine Strecke von 1.000 km angenommen. Es wird sowohl eine Wechselstrom- (AC), als auch eine Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) betrachtet. Bei der HGÜ wird davon ausgegangen, dass kein Netz existiert, da zwar HGÜ-Leitungen innerhalb der BRD geplant sind, diese jedoch noch gebaut werden. Bei der Betrachtung des Übertragungsnetzes (AC) wurden als Annäherung des existenten Netzes zwei Leitungen a 380 kV zur Verbindung angenommen, mit einer Höchstkapazität jeder Leitung von 2,7 GW (TenneT; VDE FNN 2024). Da diese nicht ausreichend ist, wurde auch hier der Neubau von Trassen zusätzlich zum bestehenden Netz einberechnet. Die Berechnungen ergeben annuisierte Kosten für beide betrachteten Jahre für die HGÜ von 61 €/ (kW·a·1000km) und für das Übertragungsnetz von 52 €/ (kW·a·1000km). Dabei entstehen in der Übertragung Verluste von 10 % in der AC-Leitung und 5 % in der HGÜ. In Abbildung 50 sind die jeweiligen Gesamtkosten, in ihre Kostenbestandteilen zerlegt, dargestellt.

In der Übertragungskette mit Wasserstoff als Energieträger fallen zusätzlich die Kosten für die Umwandlung, der Gastransportleitung und mit Methan als Energieträger die Kosten für die Methanisierung und in der Übertragungskette an. Für die zukünftigen Kosten der Wasserstoffinfrastruktur werden in der Modellierung mit REMix zwei unterschiedliche Szenarien

angenommen, eine mit höheren und eine mit niedrigeren Preisen (H2CostHigh und H2CostLow), beide werden im Folgenden dargestellt.

Für die Übertragung der Energie in Form von Wasserstoff fallen neben den fixen Betriebskosten Kosten für einen Elektrolyseur, sowie einen Verdichter und ein Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (CCGT) an. Es wurde für den Um- und Ausbau der Leitungen angenommen, dass 70 % der gebrauchten Leitungen aus vorhandenen Methanleitungen umgewidmet und die verbleibenden 30 % neu gebaut werden, basierend auf der aktuellen Größe des Gasnetzes. Die Kosten betragen das Siebenfache, wenn neugebaut statt umgewidmet werden muss. Aus den Berechnungen ergeben sich Verluste für den gesamten Übertragungsweg über eine Wasserstoffleitung von 53 % bis 62 %¹⁰. Die entstehenden Kosten belaufen sich auf rund 261 bis 644 €/kW·a·1000 km)¹¹.

Bei der Übertragung als Methan, werden die Gasleitungen, basierend auf dem aktuellen Gasnetz, als bereits vorhandene Gasnetz einbezogen (Bundesnetzagentur 2025; Lange et al. 2021; Wachsmuth et al. 2023; Bundesnetzagentur - Homepage - Brennwert (Gas)).

Der Preis der sich aus den Berechnungen für den Transport als Methan ergibt, beläuft sich für das H₂ High Szenario auf 939 €/kW·a·1000 km) für den aktuellen Zeitraum und 329 €/kW·a·1000 km) für 2050. Beim H₂ Low Szenario sind es 805 €/kW·a·1000km) aktuell und 318 €/kW·a·1000 km) im Jahr 2050. Die Kostensenkung über die Zeit beruht darauf, dass angenommen wird, dass der Preis für den Bau und den Betrieb von Methanisierungsanlagen und Elektrolyseuren in Zukunft sinkt. In dieser Variante der Strom-Übertragungskette kommt es zu Energieverlusten je nach Szenario und Jahr zwischen 71 und 76 %. Sollten Methanleitungen neugebaut werden müssen, wäre der Preis für die Leitungen dreimal so hoch, wie die reinen laufenden Kosten.

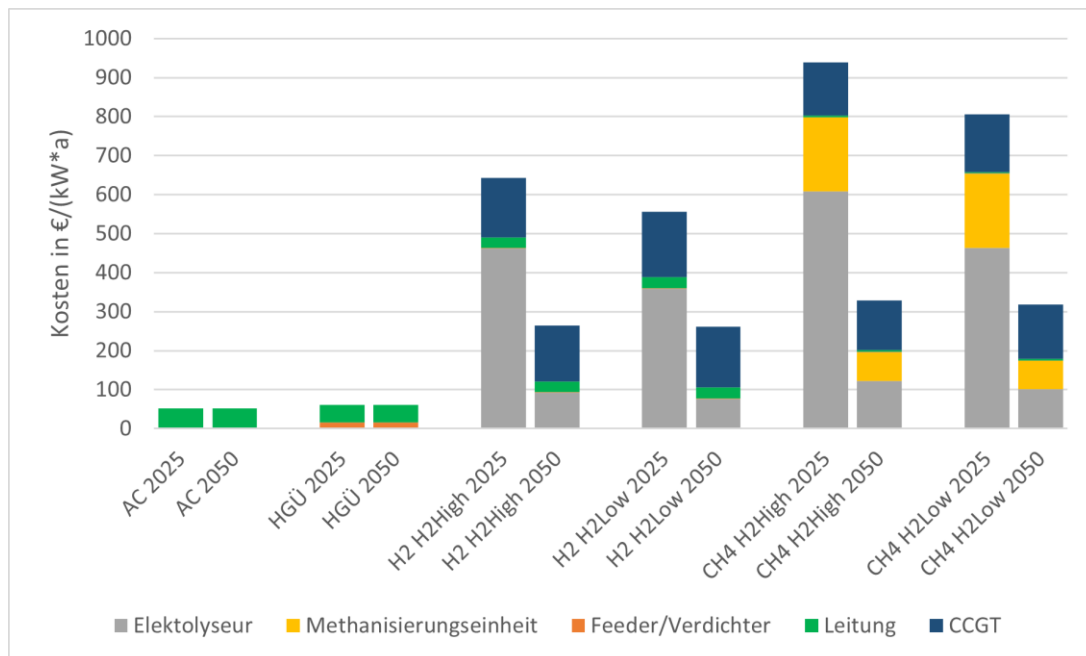


Abbildung 50: Transportkosten in der Strom-Übertragungskette für die Übertragung über das Stromnetz, als Wasserstoff und als Methan ohne Speicher. Die Kosten sind aufgeteilt in die Kostenbestandteile, aus denen sie zusammengesetzt sind und es wird zwischen den Kosten im Jahr 2025 und denen die für 2050 prognostiziert werden unterschieden.

¹⁰ 62 % H2CostHigh 2025; 54 % H2CostHigh 2050, 61 % H2CostLow 2025 und 53 % H2CostLow 2050

¹¹ 643,61 €/kW·a·1000km) H2CostHigh 2025, 265,08 €/kW·a·1000km) H2CostHigh 2050 und 555,63 €/kW·a·1000 km) H2CostLow 2025, 260,86 €/kW·a·1000km) H2CostLow 2050

Die Ergebnisse der Analyse werden in Abbildung 50 dargestellt. Im Vergleich aller dargestellten Optionen, ist die Übertragung über das Wechselstromübertragungsnetz (in der Abbildung mit AC bezeichnet) am günstigsten gefolgt von der HGÜ-Leitung (52 vs. 61 €/kW·a·1000 km)). Es lässt sich jedoch erkennen, dass die Leitungskosten an sich bei der Übertragung über das Stromnetz am höchsten sind. Die Kosten für die Methan- und Wasserstoffwege sind aufgrund der zusätzlich benötigten Anlagen höher. Die Übertragung in Form von Methan und Wasserstoff zeigen beide einen hohen Kostenunterschied zwischen den Jahren 2025 und 2050 auf, was darauf zurückzuführen ist, dass die Kosten für Elektrolyseure und Methanisierungseinheiten bis 2050 deutlich sinken. Es zeigt sich, dass der Transport als Methan mehr Kosten pro übertragene Leistung verursacht als der von Wasserstoff.

5.3.6 Übertragungsketten mit Zwischenspeicher

Um zu überprüfen welche wirtschaftliche Auswirkung die Nutzung von Speichern in der Übertragungskette hat, wurden Batteriespeicher im Norden und im Süden mit Hilfe des erweiterten MuGriFlex-Modells betrachtet. Durch den Einsatz von Speichern kann die Größe der Übertragungsleitung, sowie der zugehörigen Anlagen reduziert werden, da in Stunden mit hoher Stromerzeugung nicht alles zeitgleich übertragen werden muss, sondern Anteile lokal gespeichert werden können. Es wurde die betriebswirtschaftlich optimale Speichergröße pro Gebiet (Norden und Süden) ermittelt. Auch bei der Übertragung als Methan und H₂, wird die Speicherung vor der Umwandlung und somit per Batteriespeicher vorgenommen. Dadurch können auch die Umwandlungsanlagen, entsprechend in geringerer Größe ausgebaut werden, da die maximale Menge an umzuwandelnden Strom pro Zeit reduziert werden kann. Bei den Betrachtungen in der Übertragung in Form von Methan und Wasserstoff mit Speicher wird analog zu den Betrachtungen ohne Speicher zwischen den Szenarien H₂ High und H₂ Low unterschieden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 12 zu sehen.

Tabelle 12: Ergebnisse der Berechnungen Übertragungsketten mit Speichern

	Jahr	Technologie	Größe Batterie-speicher Nord (GWh/GW)	Größe Batterie-speicher Süd (GWh/GW)	Verringerung Leistungskapazität (%)	Gesamtkosten (€/kW·a)	Kostenersparnis durch Speicher (€/kW·a)
H ₂ high / H ₂ Low	2025	AC	0,02	0,02	2	52	0,23
		HGÜ	0,02	0,02	2	61	0,12
	2050	AC	0,10	0,09	2	51	1,1
		HGÜ	9,77	9,27	7	59	1,4
H ₂ High	2025	CH4	1,69	0,39	10,3	888	56
		H2	1,03	0,39	10,3	606	39
	2050	CH4	2,55	0,71	13,5	307	22
		H2	1,55	0,71	13,5	245	20
H ₂ Low	2025	CH4	1,61	0,39	14,7	761	45
		H2	1,0	0,39	13	526	30
	2050	CH4	2,5	0,71	15,3	298	45
		H2	1,52	0,71	15,5	241	20

Die Berechnungen zeigen, dass die Batteriespeicher im Norden größer ausgebaut werden müssten als die im Süden. Das ergibt sich daraus, dass der Stromüberschuss im Norden größer ist als im Süden.

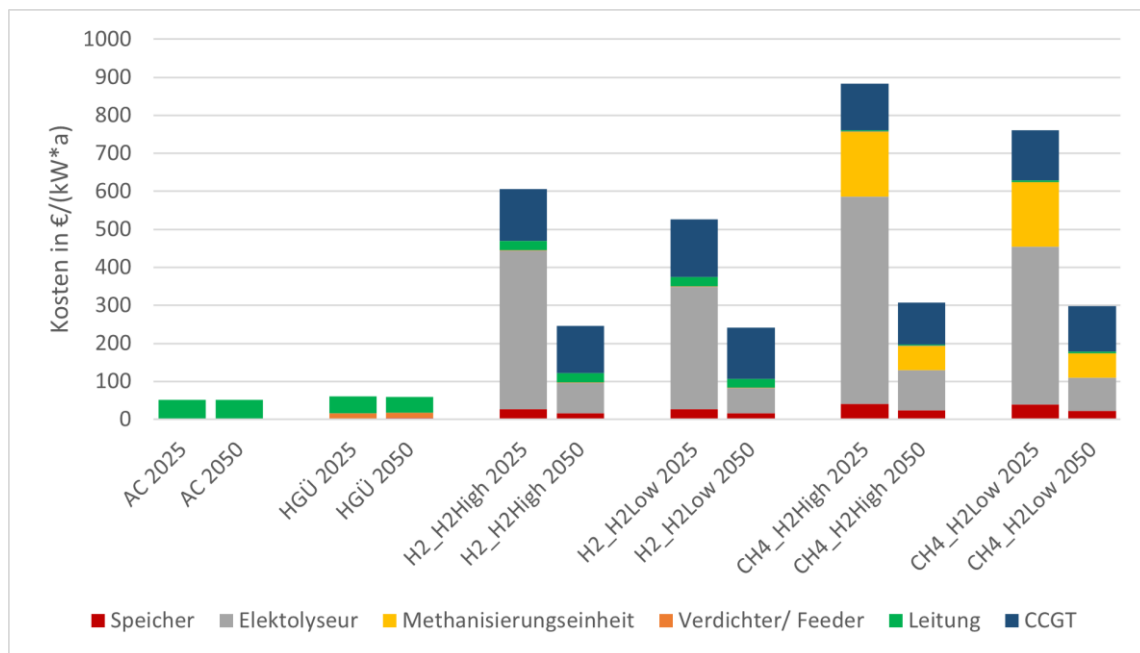


Abbildung 51: Transportkosten in der Strom-Übertragungskette für die Übertragung über das Stromnetz, als Wasserstoff und als Methan mit Speicher. Die Kosten sind aufgeteilt in die Kostenbestandteile, aus denen sie zusammengesetzt sind und es wird zwischen den Kosten im Jahr 2025 und denen die für 2050 prognostiziert werden unterschieden.

Die Kosten sinken im Vergleich zu denen ohne Speicher um 0,12 bis 38,59 €/((kW·a). Am geringsten ist die Preisdifferenz bei der Übertragung über das HGÜ im Jahr 2025 und am höchsten bei der Übertragung als Wasserstoff im H₂High-Szenario ebenfalls im aktuellen Zeitraum. Wie schon aus Tabelle 12 ersichtlich, ist der Einfluss in Relation zu den Gesamtkosten jedoch sehr gering.

5.3.7 Saisonale Stromspeicherung

Dieser Abschnitt analysiert Kosten und Effizienz der saisonalen Speicherung von lokal erzeugtem Gas aus überschüssigem Strom in Methan- und Wasserstoffkavernen. Es wird angenommen, dass es einen Ladezyklus pro Jahr gibt und die Umwandlungsanlagen 2000 h/a in Betrieb sind. Die Methan-Kavernenspeicher werden als vorhanden angenommen und für die Speicherung von Wasserstoff werden Methan-Kavernenspeicher umgewidmet. Die Kosten, die für die Speicherung der beiden Gase, sowohl im H₂CostHigh- als auch im H₂CostLow-Szenario, in Kavernenspeichern anfallen, sind in Abbildung 52 in ihre Kostenbestandteile geteilt dargestellt. Die Speicherung von Wasserstoff stellt sich als günstiger dar als die Speicherung von Methan, obwohl Kosten für die Umwidmung des Kavernenspeichers entstehen. Außerdem zeigt sich eine deutliche Kostendegression von 2025 zu 2050.

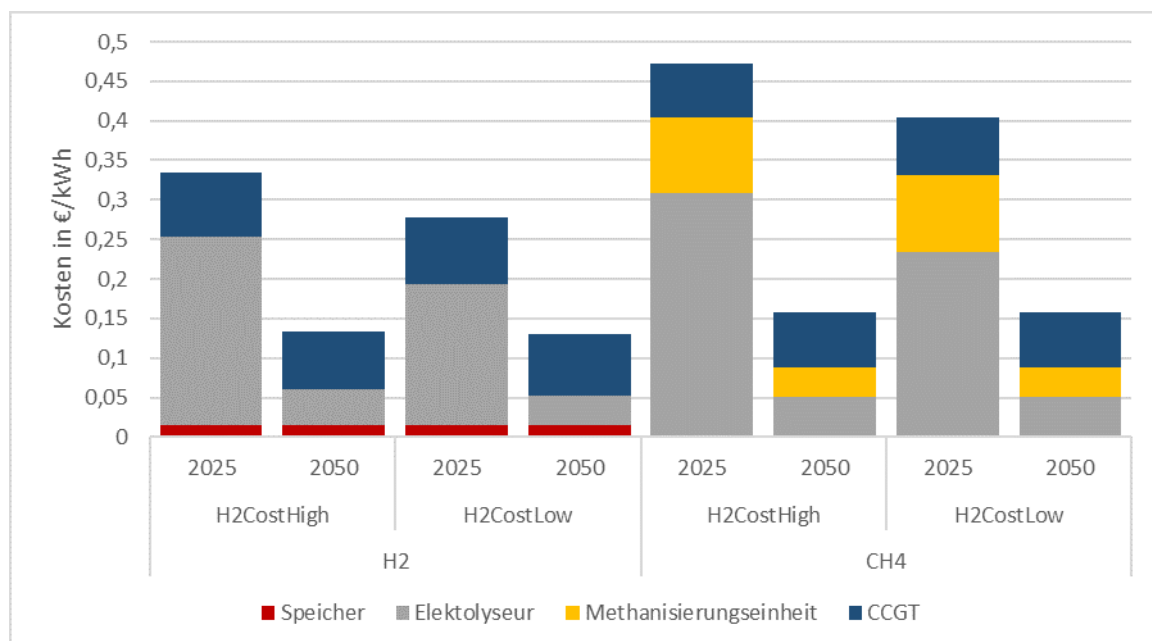


Abbildung 52: Kostenaufstellung für die saisonale Speicherung überschüssigen Stroms in Form von Methan bzw. Wasserstoff in Kavernenspeichern

In Tabelle 13 werden zu den Gesamtkosten die Effizienzen ergänzt. Diese beinhalten die Umwandlung des Stroms zum entsprechenden Gas, den Speicher und die Rückumwandlung in Strom. Es gibt große Energieverluste bei den Umwandelungsschritten, wobei die Speicherung in Form von Wasserstoff mit einer Gesamteffizienz von 34,4-45,4 % effizienter ist als in Form von Methan mit 28,4-35,2 %.

Tabelle 13: Ergebnisse Kosten und Effizienzen von Kavernenspeicherung

Jahr	H2CostHigh				H2CostLow			
	2025		2050		2025		2050	
	CH4	H2	CH4	H2	CH4	H2	CH4	H2
Gesamteffizienz in %	28,4	36,6	34,4	44,4	29,8	37,8	35,2	45,4
Gesamtkosten in €/kWh	0,47	0,35	0,16	0,15	0,41	0,29	0,16	0,15

Im Vergleich zur Kavernenspeicherung ist die Speicherung durch den Neubau von Batterien um ein Vielfaches teurer. Mit den hier angenommenen Investitionskosten für Batterien in Höhe von 199 €/kWh für das Jahr 2025, dem genannten Zinssatz von 8 % und veranschlagten Lebensdauern von 22,5 Jahren, ergeben sich Annuitäten von 20,35 €/kWh nur für die Speicherung. Auch für das Jahr 2025 würde dieser Wert noch 7,38 €/kWh betragen.

5.4 Fazit und Handlungsempfehlungen

Markt- und Regulierungsrahmen

Die REMix-Ergebnisse weisen sehr niedrige modellierte Strompreise aus, während Abgaben und Umlagen im Vergleich dazu hoch und nicht variabel sind. Eine signifikante Lenkungswirkung auf die Energiewandler tritt demnach nur dann ein, wenn die Abgaben gezielt angepasst bzw. „manipuliert“ werden, um gewünschte Investitionssignale zu setzen. Gleichzeitig bleibt das zukünftige Strommarktdesign – einschließlich Preisbildungsmechaniken und Kapazitätsentgelten – mit substantiellen Unsicherheiten behaftet. Besonders groß sind die Unsicherheiten bei den langfristigen Gaspreisen. Preissteigerungen verändern gemäß den MuGriFlex-Simulationen den Wärmeerzeugungsmix deutlich. Damit gewinnen robuste, preiselastische Förderstrategien an Bedeutung, die auch unter veränderten Brennstoffpreisniveaus wirksam bleiben.

Sektorenkopplung in der Fernwärme (Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung)

Im Kontext eines politisch intendierten Fernwärmeausbaus kann eine FW-Förderung erforderlich sein, um die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber individueller Gebäudeheizung zu sichern. Für die frühen Jahre des Markthochlaufs ist eine gezielte Förderung von Wärmepumpen erforderlich um die mit REMix ermittelten, gesamtwirtschaftlich optimalen Wärmeerzeugungsmix anzureizen. In der betriebswirtschaftlichen Optimierung mit MuGriFlex erweist sich der Trend zu Großwärmepumpen in der Fernwärme über alle Szenarien hinweg als robust und wird nur in Konstellationen mit sehr hoher KWK-Förderung (über einen KWKG-Zuschlag auf den erzeugten Strom) substantiell relativiert. Daraus folgt, dass die Wärmepumpenförderung vor allem in den Anfangsjahren nötig erscheint, um den gesamtwirtschaftlich gewünschten Ausbau bis etwa 2030 deutlich zu beschleunigen. Ist dieser Hochlauf erreicht, besteht bei den zugrundeliegenden Annahmen zur Strompreisentwicklung bis 2050 kein Bedarf an einer hohen Wärmepumpenförderung, sofern Markt- und Netzintegration planmäßig verlaufen. Parallel kann eine fortgesetzte KWKG-Förderung sinnvoll sein, um die für Versorgungssicherheit und Systemdienstleistungen benötigten KWK-Kapazitäten zu erhalten und auszubauen.

Die Modellierung mit MuGriFlex zeigt, dass KWK-Anlagen in einem zunehmend erneuerbaren Stromsystem nicht in der Lage sind, die aus der REMix-Modellierung für gesamtwirtschaftlich als Optimum ermittelten Anteile an der Wärmeerzeugung zu übernehmen, wenn sie primär über Stromerlöse refinanziert werden müssen. Eine Investitionskostenförderung für KWK reduziert die erforderlichen KWKG-Zuschläge, die nötig sind, um den optimalen Beitrag zur Wärmeerzeugung zu übernehmen und senkt das benötigte Gesamtfördervolumen leicht. Eine Kombination aus moderater Investitionsförderung und entsprechend reduzierter Einspeisevergütung kann sowohl wirtschaftliche Stabilität als auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch KWK sicherstellen. Regionale Energiepreise unterstützen zwar eine differenzierte Standort- und Einsatzplanung der Anlagen, reichen allein jedoch nicht aus, um die gewünschte Strukturentwicklung zu tragen; ergänzende regulatorische Instrumente bleiben notwendig.

Regulatorischer Bedarf und Technologiepfade

Die Ergebnisse der Berechnungen mit dem Energiesystemmodell MuGriFlex unterstreichen die Notwendigkeit von flexiblen Förderinstrumenten, die adaptiv auf Marktbedingungen reagieren. Ein dauerhaft höheres Gaspreinsniveau könnte den Markthochlauf von Wärmepumpen beschleunigen, zugleich aber zusätzliche Fördermechanismen für KWK erfordern, um deren Beitrag zur Versorgungssicherheit – insbesondere in Zeiten von Spitzenlast und Dunkelflauten – zu sichern. Die Fördermechanismen sollten daher so flexibel ausgestaltet werden, dass die gesamtwirtschaftlich wünschenswerten Optionen (Wärmepumpen, effiziente KWK, Power-to-Heat in Netzen), unter variablen Preis- und Politikumfeldern in einem betriebswirtschaftlichen Umfeld gebaut und systemdienlich betrieben werden können. Dies umfasst klare Signale für CO₂-Kosten, transparente Netzentgeltsysteme und gezielte Investitionszuschüsse.

Elektrolyseure und Speicherinfrastruktur

Die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Modellierung zeigen, dass im optimierten Gesamtsystem große Elektrolyseleistungen in Deutschland erforderlich sind. Die Analyse unter betriebswirtschaftlichen Aspekten zeigt hingegen, dass der Bau und Betrieb von Elektrolyse-Anlagen weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt ist. Um die gesamtwirtschaftlichen Zielsetzungen – etwa saisonale Speicherkapazität, Substitution von Brennstoffimporten oder sektorübergreifende Flexibilität – anzureizen, können deshalb hohe Förderungen begründet werden.

Die Potenziale zur Abwärmenutzung von Elektrolyseuren sind in Niedersachsen/Bremen sowie Schleswig-Holstein besonders ausgeprägt. Allerdings überwiegt in der gesamtwirtschaftlichen Analyse der Betrieb in den Sommermonaten, sodass im Winter sekundäre Wärmequellen (z. B. Wärmequelle Luft für die Großwärmepumpen, Power-to-Heat, Backup-KWK) notwendig bleiben.

Die Analyse der verschiedenen Energieübertragungsketten zeigt erhebliche Effizienzunterschiede: Die Kette Elektrolyseure-Gasnetz-KWK verursacht deutlich höhere Systemkosten als die Übertragung über neue Stromleitungen. Die Umwandlungsverluste liegen bei Wasserstoff bei 53–62 % und bei Methan bei 71–76 %. Diese hohen Verluste bedingen größere Elektrolyseurkapazitäten und treiben die Gesamtkosten. Bei der saisonalen Speicherung in bestehenden Gaskavernen ist die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff insgesamt günstiger als die von Methan, auch wenn eine Umwidmung der Kavernen für Wasserstoff erforderlich ist. Daraus ergibt sich im REMix-Szenario ein relativer Vorteil für H₂-basierte Speicherpfade gegenüber synthetischem Methan.

Handlungsempfehlungen

Unter den in den REMix-Modellierungen getroffenen Annahmen empfiehlt sich ein Förder- und Regulierungsrahmen, der

- anfängliche, zielgenaue Unterstützung für Wärmepumpen und Fernwärme bereitstellt
- KWK mit moderaten Investitionszuschüssen und angepassten Einspeisevergütungen systemdienlich erhält und ausbaut
- Preis- und Kapazitätsmechanismen robust gegenüber Gaspreisvolatilität ausgestaltet und
- Elektrolyseure vor allem dort einsetzt, wo die Vorteile saisonaler Speicher und regionaler Systemnutzen die hohen Umwandlungsverluste kompensieren.

Ein regionalisierter Strommarkt ist sinnvoll, genügt allein aber nicht; er muss von klaren, adaptiven Markt- und Förderregeln begleitet werden. Wichtig zu beachten ist, dass alle Schlussfolgerungen nur für die hier gezeigten Ergebnisse der REMix-Modellierung und die gewählten Szenario-Annahmen gezogen werden können. Für andere Annahmen, z.B. hinsichtlich der Energiepreisentwicklung müssten separate Untersuchungen für die betriebswirtschaftliche Sichtweise getätigt werden.

6. Schlussfolgerungen

Die Modellierungsarbeiten im Forschungsprojekt *Fahrplan Gaswende* sollten einerseits die optimale Transformation der Gasinfrastrukturen im europäischen Energiesystem von Erdgas zu Wasserstoff untersuchen, und andererseits den für den Bau und Betrieb von flexiblen Wärmenetzen, Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen benötigten regulatorischen Rahmen charakterisieren. Beides erfolgt auf der Grundlage einer umfassenden Recherche und Analyse von Daten zu Bestandsanlagen, techno-ökonomischen Parametern und Entwicklungsprognosen.

Die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Optimierung des zukünftigen sektorengkoppelten europäischen Energiesystems mit dem REMix-Modell unterstreichen, dass die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen zentral für die Erreichung der Klimaschutzziele ist. Dies gilt unabhängig vom Ausgang der Abwägungen zwischen direkter Elektrifizierung, der Nutzung von Wasserstoff oder der Nutzung synthetischer Kohlenwasserstoffe. Hinsichtlich der Wasserstoffinfrastrukturen ist diese Entscheidung allerdings von großer Wichtigkeit, um in Umfang und Ausgestaltung das richtige Maß des Ausbaus von Netzen und Speichern zu wählen. Hier bedarf es einer klaren und nachhaltigen Strategie zur Ermöglichung des Wasserstoffhochlaufes in den Sektoren, in denen eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, wie auch für die langfristige Sicherstellung der Stromversorgung in Dunkelflaute-Perioden. Die Ergebnisse legen nahe, dass die Wasserstoffnachfrage Deutschlands überwiegend durch Importe gedeckt werden sollte, insbesondere aus anderen Ländern Europas. Dies wird ergänzt durch einen gewissen Anteil an heimischer Erzeugung mit Elektrolyseuren in den nördlichen Bundesländern. Allerdings zeigt die Analyse aus der betriebswirtschaftlichen Sicht mit MuGriFlex, dass der Bau und Betrieb von Elektrolyse-Anlagen in Deutschland weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt ist. Zur Realisierung sind somit hohe Förderungen nötig, was sich aber aufgrund der Positiveffekte eines flexiblen Elektrolysebetriebs für das Gesamtsystem sowie der Reduktion von Brennstoffimporten dennoch als sinnvoll erweisen kann. Aufgrund seiner vorhandenen Kavernenstandorte kann Deutschland gemäß der gesamtwirtschaftlichen Optimierung eine wichtige Rolle in der Speicherung von Wasserstoff zufallen.

Durch den angenommenen Anstieg in Emissionszertifikatskosten wird die Wärmebereitstellung in Wärmenetzen in der gesamtwirtschaftlichen Optimierung zeitnah in hohem Maße elektrifiziert. Auch in der betriebswirtschaftlichen Optimierung mit MuGriFlex erweist sich der Trend zu Großwärmepumpen in der Fernwärme als robust. Dennoch bedarf es in den Anfangsjahren einer Förderung, um den nötigen Hochlauf anzureizen. Während es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht auch im Jahr 2050 noch KWK-Anlagen in Wärmenetzen geben sollte, um in Zeiten hoher Residuallasten die Strom- und Wärmeversorgung effizient sicherzustellen, zeigt die betriebswirtschaftliche Optimierung, dass der heutige Förderrahmen nicht ausreicht, um die dafür nötigen Investitionen wie auch den Betrieb zu realisieren. Folglich kann eine fortgesetzte KWKG-Förderung sinnvoll sein, um die für Versorgungssicherheit und Systemdienstleistungen benötigten KWK-Kapazitäten zu erhalten. Technologieübergreifend sollte die Regulatorik klare Signale für CO₂-Kosten, transparente Netzentgeltsysteme und gezielte Investitionszuschüsse für Technologien zur Wärmebereitstellung, aber auch zur Stromleistungsvorhaltung bereitstellen.

Auch wenn die den Modellierungsarbeiten zugrundeliegenden Annahmen und Szenarien unabhängig von aktuellen Entwicklungen gewählt wurden, können die erarbeiteten Ergebnisse und Wirkzusammenhänge einen Beitrag dazu leisten, Herausforderungen und Unsicherheiten besser zu verstehen, und dadurch in politische und regulatorische Entscheidungen einfließen.

Literaturverzeichnis

- AGFW e.V. (2025): AGFW Hauptbericht 2024. Online verfügbar unter <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>.
- Andreas Mueller; Mostafa Fallahnejad (2020): Heat density map (final energy demand for heating and dhw) of buildings in eu28 + switzerland, norway and iceland for the year 2015.
- Brandstätt, Christine; Fette, Max; Meyer, Sabine (2015): MULTI-GRID-STORAGE. Flexibilität für die Stromversorgung aus Gas- und Wärmenetzen. Abschlussbericht.
- Bundesministerium für Verkehr (2025): Bekanntmachung der Förderrichtlinie für Maßnahmen der Forschung, Entwicklung und Innovation im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie Phase II (Schwerpunkt Nachhaltige Mobilität) als Teil des Regierungsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 bis 2026 – von der Marktvorbereitung zu wettbewerbsfähigen Produkten, zuletzt geprüft am 16.12.2025.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“. Online verfügbar unter <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/LqynJ78mbcSrTH7lL83/content/LqynJ78mbcSrTH7lL83/BAnz%20AT%2018.08.2022%20B1.pdf?inline>, zuletzt geprüft am 08.12.2025.
- Bundesnetzagentur (2025): Monitoringbericht 2025. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>, zuletzt geprüft am 08.12.2025.
- Bundesnetzagentur - Homepage - Brennwert (Gas). Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/B/Brennwert%20\(Gas\).html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/B/Brennwert%20(Gas).html), zuletzt geprüft am 16.12.2025.
- California ISO (2002): Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. In: *California Independent System Operator (California ISO)*. Online verfügbar unter https://www.caiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliShaffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf, zuletzt geprüft am 08.12.2025.
- Fette, Max; Brandstätt, Christine; Gils, Hans Christian; Gardian, Hedda; Pregger, Thomas; Schaffert, Johannes et al. (2020): Multi-Sektor-Kopplung.
- Fraunhofer IEE (2021): PtX-Atlas: Hintergrundpapier – Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen. Teilbericht im Projekt DeV-KopSys. Online verfügbar unter https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf, zuletzt geprüft am 18.12.2025.
- Fraunhofer ISI; consentec; ifeu; TU Berlin (2024): Brennstoffpreise O45/ Fuel prices O45. Online verfügbar unter <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/67598/91574918ff13bacf4acb95c7911d37f6>, zuletzt geprüft am 16.12.2025.
- GEORGATI, MARINA; Nielsen, Steffen (2025): Heat demands: potentials for district heating and waste heat at NUTS2 level.
- EEG (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien.
- KWKG § 7 (2025): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.
- Gils, Hans Christian (2015): Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Unter Mitarbeit von Universität Stuttgart.

- Gils, Hans Christian; Gardian, Hedda; Schmutz, Jens (2021): Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany. In: *Renewable Energy* 180, S. 140–156. DOI: 10.1016/j.renene.2021.08.016.
- Gils, Hans Christian; Scholz, Yvonne; Pregger, Thomas; Luca de Tena, Diego; Heide, Dominik (2017): Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. In: *Energy* 123, S. 173–188. DOI: 10.1016/j.energy.2017.01.115.
- Hofmann, Fabian; Hörsch, Jonas; Fioriti, Davide; Parzen, Max; Kouroughli, Thomas; Neumann, Fabian et al. (2023): PyPSA/powerplantmatching: v0.5.6: Zenodo.
- Kimmer, Leander; Theling, Annika; Kühlkamp, Jacob; Fette, Max (Stand 2025 unveröffentlicht): Einfluss von Energiepreisen und Förderungen auf betriebswirtschaftlich getriebenen Ausbau klimaneutraler Fernwärmeerzeugung im Vergleich zum systemdienlichen Optimum. In: 3. *Konferenz zur Norddeutschen Wärmeforschung (2025)*.
- Lange, Ronny; Schwigon, Agnes; Steiner, Michael (2021): Bestands- und Ereignisdaten-- erfassung Gas. - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. In: *DVGW energie | wasser-praxis*. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/sicherheit/energie-wasser-praxis-dvgw-bestands-ereignisdatenerfassung-gas.pdf>, zuletzt geprüft am 16.12.2025.
- Mantzos, Leōnidas; Wiesenthal, Tobias; Neuwahl, Frederik; Rózsai, Máté (2019): The POTEnCIA central scenario. An EU energy outlook to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union (JRC science for policy report).
- Miorelli, Fabia; Wulff, Niklas; Fuchs, Benjamin; Gils, Hans Christian; Jochem, Patrick (2025): venco.py: A Python model to represent the charging flexibility and vehicle-to-grid potential of electric vehicles in energy system models. In: *JOSS* 10 (108), S. 6896. DOI: 10.21105/joss.06896.
- Netztransparenz (2025). Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/>, zuletzt aktualisiert am 08.12.2025, zuletzt geprüft am 08.12.2025.
- Pavičević, Matija; Mangipinto, Andrea; Nijs, Wouter; Lombardi, Francesco; Kavvadias, Konstantinos; Jiménez Navarro, Juan Pablo et al. (2020): The potential of sector coupling in future European energy systems: Soft linking between the Dispa-SET and JRC-EU-TIMES models. In: *Applied Energy* 267, S. 115100. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115100.
- Ringsgwandl, Lena Maria; Schaffert, Johannes; Brücken, Nils; Albus, Rolf; Görner, Klaus (2022): Current Legislative Framework for Green Hydrogen Production by Electrolysis Plants in Germany. In: *Energies* 15 (5), S. 1786. DOI: 10.3390/en15051786.
- Roth, Alexander; Gaete-Morales, Carlos; Kirchem, Dana; Schill, Wolf-Peter (2024): Power sector benefits of flexible heat pumps in 2030 scenarios. In: *Commun Earth Environ* 5 (1). DOI: 10.1038/s43247-024-01861-2.
- Sasanpour, Shima; Cao, Karl-Kiên; Gils, Hans Christian; Jochem, Patrick (2021): Strategic policy targets and the contribution of hydrogen in a 100% renewable European power system. In: *Energy Reports* 7, S. 4595–4608. DOI: 10.1016/j.egy.2021.07.005.
- Schaffert, Johannes; Gils, Hans Christian; Fette, Max; Gardian, Hedda; Brandstätter, Christine; Pregger, Thomas et al. (2022): Integrating System and Operator Perspectives for the Evaluation of Power-to-Gas Plants in the Future German Energy System. In: *Energies* 15 (3), S. 1174. DOI: 10.3390/en15031174.
- Schaffert, Johannes; Heidbreder, Lukas; Pineti, Enado; Brede, Nils; Fiebrandt, Marc (2025): Technologien und Infrastrukturen des Energiesystems Gas. Projekt Fahrplan Gaswende. Hg. v. Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI), DOI: 10.5281/zenodo.17855146.
- Statistisches Bundesamt (2020): Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html#421258, zuletzt aktualisiert am 22.10.2020, zuletzt geprüft am 16.12.2025.

StromStG: Stromsteuergesetz.

TenneT: Versorgungssicherheit. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de/ueber-uns/unsere-strategie/versorgungssicherheit>, zuletzt geprüft am 16.12.2025.

VDE FNN (2024): Karte "Deutsches Höchstspannungsnetz". Online verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/karte-deutsches-hoehchstspannungsnetz>, zuletzt geprüft am 16.12.2025.

StromNEV: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen.

KAV: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV).

Wachsmuth, Jakob; Duscha, Vicki; Wietschel, Martin; Oberle, Stella; Herrmann, Ulrike; Graf, Marieke et al. (2023): Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2025.

Wetzel, Manuel; Gils, Hans Christian; Bertsch, Valentin (2023): Green energy carriers and energy sovereignty in a climate neutral European energy system. In: *Renewable Energy* 210, S. 591–603. DOI: 10.1016/j.renene.2023.04.015.

Wetzel, Manuel; Ruiz, Eugenio Salvador Arellano; Witte, Francesco; Schmugge, Jens; Sasanpour, Shima; Yeligeti, Madhura et al. (2024): REMix: A GAMS-based framework for optimizing energy system models. In: *JOSS* 9 (99), S. 6330. DOI: 10.21105/joss.06330.

Wulff, Niklas; Esmaeili Aliabadi, Danial; Hasselwander, Samuel; Pregger, Thomas; Gils, Hans Christian; Kronshage, Stefan et al. (2025): Energy system implications of demand scenarios and supply strategies for renewable transportation fuels. In: *Energy Strategy Reviews* 58, S. 101606. DOI: 10.1016/j.esr.2024.101606.

A. Anhang

Ergänzungen zur Datensammlung, Datenquellen und -annahmen

Für die skalaren Daten wurde ein eigenes Zwischenformat entwickelt. Ziel war es, eine REMix-unabhängige, transparente und gemeinsam nutzbare Datenstruktur zu schaffen, die sich leicht prüfen und veröffentlichen lässt. Dabei fiel die Wahl auf eine zeilenbasierte CSV-Datei, die eine flexible und präzise Parametrierung ermöglicht. Über Dropdown Menüs in den Spalten: *scenario*, *region*, *region_to*, *year*, *type*, *input*, *output*, *technology_base*, *specification1*, *specification2* und *parameter* kann jeder Parameter exakt definiert werden. Darüber hinaus stellen die Spalten *unit*, *price year (source)*, *value*, *source* und *comment* Informationen zur Skalierung und Herkunft der Daten bereit (Parametrierung). Die skalaren Daten werden in zwei unterschiedlichen Tabellen erfasst: eine Tabelle, deren Inhalt manuell zusammengetragen und eine zweite, deren Inhalt automatisiert aus den Datenkatalogen der Danish Energy Agency (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-catalogues>) (DEA) befüllt wurde. Da die DEA-Daten bereits in maschinenlesbarer Form vorliegen und einen wesentlichen Bestandteil des *Fahrplan-Gaswende*-Datensatzes ausmachen, konnte durch die automatisierte Übernahme die Fehleranfälligkeit manueller Datenerfassung deutlich reduziert werden. Im Rahmen der Übertragung wurden zudem bereits mehrere Transformationsschritte durchgeführt, um die Originaldaten an die im REMix-Modell verwendete Parameterstruktur anzupassen.

Alle Wirkungsgrade und Energieinhalte wurden auf den oberen Heizwert (Brennwert) umgerechnet und alle Kosten auf das Preisjahr 2020 as- bzw. diskontiert.

Tabelle 14: Proprietäre und frei verfügbare Kraftwerks-Datensätze, die als Grundlage zur Abbildung der Bestandsanlagen und zukünftigen Zubauten im REMix-Modell für Fahrplan Gaswende genutzt werden. Der Stand des Datensatzes ist jeweils der letzte vor dem 10. Mai 2023, wenn nicht gesondert spezifiziert. Falls die powerplantmatching-Software (PPM) in Version v0.5.6 (Hofmann et al. 2023) zur Verarbeitung der Datensätze erweitert werden musste, ist das angegeben. Die Angaben in Klammern in der ersten Spalte (z.B. „GEO“) beziehen sich auf die Bezeichnung des Datensatz in der PPM-Software.

Datensatz-Anbieter/-Name	frei zugänglich	Quellenangabe	Stand	PPM-Erweiterung
BEYONDCOAL („BEYONDCOAL“)	ja	https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2021/07/2021-04-20_Europe_Beyond_Coal-European_Coal_Database_hc5n.xlsx	20.04.2021	nein
ENTSO-E („ENTSOE“)	ja	https://raw.githubusercontent.com/pypsa-meets-earth/ppm-data-backup/main/entsoe_powerplants.csv		nein
Global Energy Observatory („GEO“)	ja	https://raw.githubusercontent.com/pypsa-meets-earth/ppm-data-backup/main/global_energy_observatory_power_plants.csv		nein
Global Powerplant Database („GPD“)	ja	https://wri-dataportal-prod.s3.amazonaws.com/manual/global_power_plant_database_v_1_3.zip	v1.3	nein
Joint Research Centre Hydro Power Database („JRC“)	ja	https://github.com/energy-modelling-toolkit/hydro-power-database/archive/refs/tags/v10.zip	v10	Nein
Open Power System Data („OPSD“)	ja	https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2020-10-01/	01.10.2020	Nein
Wikipedia-Sammlung über Kernkraftwerke („WIKIPEDIA“)	ja	https://vfs.fias.science/f/c49203915f/?raw=1		Nein
Platts: World Electric Power Plant Database („VERMEER“)	nein	mit manuellen Korrekturen aus dem VERMEER-Projekt	2015	Nein
Global Energy Monitor: Global Bioenergy Power Tracker („GBPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/01/Global-Bioenergy-Power-Tracker-January-2023.xlsx	01/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Gas Plant Tracker („GGPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/02/Global-Gas-Plant-Tracker-February-2023.xlsx	02/2023	Nein
Global Energy Monitor: Global Coal Plant Tracker („GCPT“)	ja	https://raw.githubusercontent.com/pz-max/gem-powerplant-data/main/Global-Coal-Plant-Tracker-January-2023.csv	01/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Geothermal Power Tracker („GGTPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/01/Global-Geothermal-Power-Tracker-January-2023.xlsx	01/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Hydropower Tracker („GHPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/05/Global-Hydropower-Tracker-May-2023.xlsx	05/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Nuclear Power Tracker („GNPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2022/12/Global-Nuclear-Power-Tracker-January-2023.xlsx	01/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Solar Power Tracker („GSPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/01/Global-Solar-Power-Tracker-January-2023.xlsx	01/2023	Ja
Global Energy Monitor: Global Wind Power Tracker („GWPT“)	ja	https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2023/01/Global-Wind-Power-Tracker-January-2023.xlsx	01/2023	Ja
The Wind Power database („WINDPOWERNET“)	nein	https://www.thewindpower.net/	19.03.2019	Ja

Tabelle 15: Betrachtete Brennstoffarten in Fahrplan Gaswende und ihre Quellen.

Brennstoff	Potenzial	Unterscheidung Herkunft	Import	Brennstoffpreis
CH₄ Nordsee	limitiert	UK, NO	ja	Ariadne Final Report, project REMIND-EU, 2023
CH₄	limitiert	Nordafrika, Osteuropa	ja	Ariadne Final Report, project REMIND-EU, 2023
Braunkohle	unlim.		ja	DIW (2013): Data Documentation - Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 https://www.diw.de/de/diw_01.c.457880.de/publikation/en/data_documentation/2013_0068/current_and_prospective_costs_of_electricity_generation_until_2050.html , https://www.diw.de/de/diw_01.c.457880.de/publikation/en/data_documentation/2013_0068/current_and_prospective_costs_of_electricity_generation_until_2050.html
Steinkohle	unlim.		ja	European Commission (2021): EU reference scenario 2020 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050, https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750
Erdöl	unlim.		ja	European Commission (2021): EU reference scenario 2020 – Energy, transport and GHG emissions – Trends to 2050, https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750
Uran	unlim.		ja	DIW (2013): Data Documentation - Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 https://www.diw.de/de/diw_01.c.457880.de/publikation/en/data_documentation/2013_0068/current_and_prospective_costs_of_electricity_generation_until_2050.html , https://www.diw.de/de/diw_01.c.457880.de/publikation/en/data_documentation/2013_0068/current_and_prospective_costs_of_electricity_generation_until_2050.html
LNG	limitiert		ja	
Biogas	limitiert		ja	IEA, Outlook for Biogas and Methane, 2020, pp. 31 ff., https://iea.blob.core.windows.net/assets/03aeb10c-c38c-4d10-bcec-de92e9ab815f/Outlook_for_biogas_and_biomethane.pdf
Biomasse	limitiert		nein	Ariadne Final Report, project REMIND-EU, 2023
Geothermie	unlim.		nein	Keiner
H₂-Pipeline	unlim.	Mittlerer Osten, RU, Nordafrika	ja	https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/
H₂-Schiff	unlim.	Mittlerer Osten, RU, Nordafrika, Nordamerika, Südafrika, Südamerika		https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/