

DER WERT DER GASINFRASTRUKTUR FÜR DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND

Eine modellbasierte Analyse

September 2017

ISBN 978-3-947480-01-2 (gedruckte Ausgabe)
ISBN 978-3-947480-00-5 (PDF)



Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.).

AUTOREN:



Dr. David Bothe
Dr. Matthias Janssen
Sander van der Poel
Theresa Eich



**Schwerpunkt
Stromnetzanalyse**

Tim Bongers
Jan Kellermann
Lara Lück
Hao Chan



**Schwerpunkt
Gasnetzanalyse**

Martin Ahlert
Carlos Andrés Quintero Borrás



**Technologieexpertise
Wasserstoff / PtG**

Marcel Corneille
Johannes Kuhn

KONTAKT:

Dr. David Bothe

 +49 221 337 13 106
 +49 176 641 00 11 3
 david.bothe@frontier-economics.com

Dr. Matthias Janssen

 +49 221 337 13 117
 +49 176 326 71 64 6
 matthias.janssen@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd, mit Büros in Brüssel, Dublin, Köln, London & Madrid) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd, mit Büros in Melbourne & Sydney) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Management Summary	I
1 Fragestellung: Welchen Beitrag kann die Gasinfrastruktur zur Energiewende liefern?	7
1.1 Hintergrund: Sektorkopplung trägt die Energiewende in alle Verbrauchssektoren, mit neuen Herausforderungen für Energietransport und -speicherung	7
1.2 Ansatz: Analyse der Auswirkungen verschiedener Energietransport-Szenarien auf die gesamte Wertschöpfungskette des Energiesystems	8
2 Szenarien: Gegenüberstellung von Welten mit und ohne Nutzung von Gasinfrastruktur	10
2.1 In allen Szenarien: Erreichung der ambitionierten Klimaziele von 95%-THG-Reduktion bis 2050	11
2.2 Szenarien nutzen Gasinfrastruktur in unterschiedlichem Umfang	11
2.3 Unterschiedliche Endanwendungen in den Szenarien führen zu unterschiedlichem Endenergiebedarf und -mix	14
2.4 Nutzung der Umwandlungstechnologie Power-to-Gas variiert über Szenarien	21
2.5 Ausschließlich Stromtransport in „Nur Strom“ sowie „Strom und Gasspeicher“; zusätzlich auch Gastransport in „Strom und Grünes Gas“	23
3 „Nur Strom“-Szenario mangels Saisonspeichern prohibitiv teuer und keine realistische Option	25
3.1 Saisonalität im Wärmebereich ist zentrale Herausforderung für das System	26
3.2 Reine „Nur Strom“-Lösung ist wegen fehlender Saisonspeicher prohibitiv teuer	27
3.3 Bundesregierung erkennt Notwendigkeit von PtG als Langfristspeicher an	29
3.4 Fazit: Detaillierte Betrachtung dieses Szenarios für Aussage zu Gasnetzen nicht lohnend	29
4 Ergebnis: Einbeziehung von Gasinfrastruktur senkt Kosten der Dekarbonisierung und erhöht Akzeptanz und Versorgungssicherheit der Energiewende	30
4.1 Gasinfrastruktur unterstützt Grünes Gas und die Erreichung der Klimaschutzziele	31
4.2 Nutzung von Gasnetzen reduziert Gesamtkosten, vor allem aufgrund eingesparter Stromnetzkosten und günstigerer Endanwendungen	32
4.3 Nutzung von Gasnetzen erhöht die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung	49
4.4 Nutzung der Gasinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit des Energiesystems bei	53
Literaturverzeichnis	55
ANNEX A Details zur Herleitung des Endenergiebedarfs 2050	57
ANNEX B Details zur Analyse der Endanwendungskosten	62

ANNEX C	Details zur Bestimmung der Stromnetzkosten	65
ANNEX D	Details zur Analyse der Gasnetzkosten	75
ANNEX E	Details zur Analyse der Kosten im Erzeugungsbereich	80

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

CCS	Carbon Capture and Storage
CH₄	Methan
DSM	Demand Side Management
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EE	Erneuerbare Energien
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
H₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen
HH	Haushalte
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
LNG	Liquefied Natural Gas
MS	Mittelspannung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NIMBY	Not In My Backyard
NS	Niederspannung
PtCH₄	Power-to-Methan
PtG	Power-to-Gas
PtGtP	Power-to-Gas-to-Power
Pt	Power-to-H ₂
PtL	Power-to-Liquids
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

MANAGEMENT SUMMARY

Fragestellung: Welchen dauerhaften Beitrag kann die Gasinfrastruktur für das zukünftige Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien leisten?

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% gegenüber 1990 verringert werden. Klare politische Maßgabe ist dabei, dass ein Großteil der erforderlichen Treibhausgasreduktion durch die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie erreicht werden soll. Offen ist noch die Frage, wie zukünftig der Energietransport von der Erzeugung bis zum Endverbraucher sowie die Energiespeicherung erfolgen sollen, insbesondere welche Rolle die Gasinfrastruktur zukünftig spielen wird. Heute beträgt der jährliche Verbrauch von Gas in Deutschland – bisher zum Großteil Erdgas und zum Teil Biogas – 601 TWh, das entspricht etwa 24% des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland. Im Wärmesektor beträgt der Anteil von Gas sogar 45%.

Vor diesem Hintergrund hat die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.) Frontier Economics, IAEW, 4 Management und EMCEL beauftragt abzuschätzen, welche Kostenwirkung eine langfristige Weiternutzung der Gasinfrastruktur für den Transport von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Gas („Grünes Gas“) auf das Energiesystem hat. Als Stichjahr wird dabei das Jahr 2050 betrachtet.

Szenarien: Gegenüberstellung von Energiesystemen 2050 mit und ohne Nutzung von Gasinfrastruktur

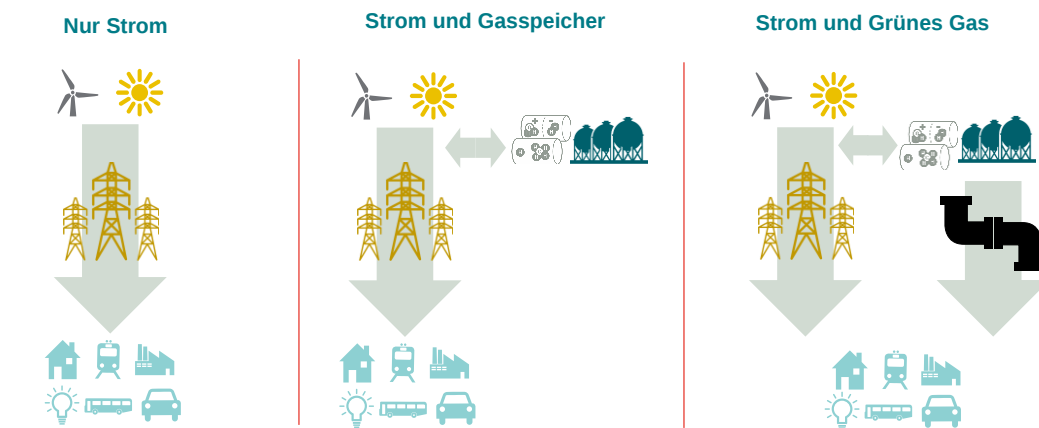
Hierzu analysieren wir drei Szenarien für 2050 (**Abbildung 1**):

- **„Nur Strom“** – Die Endverbraucher nutzen überwiegend elektrische Endanwendungen wie Wärmepumpen und Elektroautos („unmittelbare Elektrifizierung“), die Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung erfolgt allein durch Stromnetze und –speicher (daher „Nur Strom“). Die Gasinfrastruktur (sowohl Speicher als auch Leitungen) werden in diesem Szenario langfristig nicht mehr benötigt.
- **„Strom und Gasspeicher“** – Endverbraucher nutzen analog zum Szenario „Nur Strom“ überwiegend elektrische Endanwendungen. Die Speicherung basiert jedoch nicht allein auf Basis von Stromspeichern: Es besteht die Möglichkeit, Strom in Gasform zwischen zu speichern und in Gaskraftwerken zu rückverstromen („Power-to-Gas-to-Power, PtGtP). Der Energietransport in der Fläche findet weiterhin strombasiert statt. Gastransport- und Verteilnetze werden – anders als Gasspeicher – in diesem Szenario nicht mehr benötigt.
- **„Strom und Grünes Gas“** – In diesem Szenario basiert ein Teil der Endanwendungen auf Grünem Gas, welches in Power-to-Gas (PtG)-Anlagen in Deutschland auf Basis erneuerbar erzeugten Stroms erzeugt wird

(„mittelbare Elektrifizierung“). Entsprechend wird parallel zum Stromnetz die bestehende Gasinfrastruktur zum Energietransport weiterhin genutzt.

Um eine vollständige Vergleichbarkeit sicherzustellen, wird dabei in allen Szenarien von einem Erreichen der ambitionierten Klima-Ziele der Bundesregierung mit einer Reduktion der Treibhausgasemission von 95% gegenüber 1990 ausgegangen, was letztlich eine nahezu vollständige Dekarbonisierung des Elektrizitäts-, Wärme- und Verkehrssektors bedingt. Zudem wird in allen Szenarien ein einheitlicher Bedarf an Nutzenergie (d.h. die letztlich konsumierte Energie) unterstellt.

Abbildung 1 Übersicht der drei betrachteten Szenarien



Quelle: Frontier Economics

Ergebnis: Einbeziehung der Gasinfrastruktur senkt Kosten der Dekarbonisierung und erhöht Akzeptanz und Versorgungssicherheit der Energiewende

Durch Grünes Gas unterstützt die Gasinfrastruktur die Erreichung der Klimaschutzziele

Zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesregierung kann Grünes Gas – also entweder aus erneuerbarem Strom synthetisch erzeugtes Gas („Power-to-Gas“) oder natürlich erzeugtes Biogas – einen wertvollen Beitrag leisten. Dabei ist es wichtig zu verstehen, dass bei der Endnutzung von Grünem Methan zwar CO₂-Emissionen anfallen, diese Menge von CO₂ jedoch bei der Herstellung des synthetischen Gases vollständig der Umwelt entnommen wurde, und die Nutzung somit insgesamt – ähnlich wie auch bei der Nutzung von Biomasse – klimaneutral ist.

Entsprechend werden die Klimaschutzziele von 95% THG-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990 – bzw. sogar 99% in den Sektoren Energie, Verkehr und Wärme – in allen Szenarien gleichermaßen vollständig erreicht. Die Form des Weitertransports, d.h. die Frage, ob dem Endkunden die Energie in Form von Elektrizität oder gasförmig als Grünes Gas bereitgestellt wird, ist für die Klimabilanz unerheblich.

Ohne Energiespeicherung in Gasspeichern gelingt Versorgung der Verbraucher in Wintern und kalten Dunkelflauten per se nicht



Ob dem Endkunden erneuerbare Energie als Elektrizität oder als Grünes Gas bereitgestellt wird, ist für die Klimawirkung irrelevant!

Die hohe Saisonalität der resultierenden Stromnachfrage bei Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und die Dargebotsabhängigkeit von Strom aus Wind und Sonne stellen das zukünftige Energiesystem vor enorme Herausforderungen. Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien können Energie nur über kurze Zeiträume bzw. in geringen Mengen speichern. Daher ist ein „Nur Strom“-System ohne die Nutzung von Gasspeichern für den saisonalen Ausgleich und die Überbrückung von kalten Dunkelflauten prohibitiv teuer bzw. unrealistisch, wie kürzlich auch in anderen Studien wie z.B. Enervis (2017) oder Energy Brainpool (2017) gezeigt wurde. Bereits eine überschlägige Rechnung¹ zeigt, dass bei einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung durch direkte Elektrifizierung Stromspeicher mit einem Speichervolumen von ca. 35 TWh benötigt werden. Im Vergleich hierzu: Das Speichervolumen in Stromspeichern (primär in Pumpspeicherkraftwerken) beträgt zurzeit etwa 0,04 TWh. Es wäre daher mehr als das 800-fache des aktuellen Stromspeichervolumens nötig, um die Saisonalität des Wärmemarktes und die Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen.

Daher ist das Ziel der vorliegenden Studie nicht, die – mittlerweile als unstrittig anzusehende – grundsätzliche Notwendigkeit von Gas als saisonalem Energiespeicher gegenüber einem „Nur Strom“-Szenario nachzuweisen. Stattdessen analysieren wir den potentiellen Beitrag, den ein Energietransport „in der Fläche“ durch Gasnetze *zusätzlich* zu der reinen Zwischenspeicherfunktion liefern kann. Der Fokus der Analysen liegt daher auf einem Vergleich der Szenarien „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“



Nur-Strom Szenario ohne Gasspeicherung ist keine realistische Option für die Energiewende

¹ Annahme vollständiger Dekarbonisierung und Elektrifizierung großer Teile der Endenergienachfrage. Bereitstellung des Stroms über gleiche Kapazitäten für Wind Onshore, Wind Offshore und Solaranlagen.

Nutzung von Grünem Gas bei Endverbrauchern spart Systemkosten durch vermiedenen Stromnetzausbau und günstigere Endanwendungen

Unsere Analysen zeigen, dass die Weiternutzung der Gastransport- und -verteilnetze zur Versorgung von Endkunden mit Grünem Gas (Szenario „Strom und Grünes Gas“) deutliche Kostenvorteile gegenüber einer Welt ohne Nutzung der Gasnetze (Szenario „Strom und Gasspeicher“) bietet.

In Summe ergeben sich um das Jahr 2050 Gesamteinsparungen in Höhe von ca. 12,0 Mrd. EUR pro Jahr (real in Werten 2015). Diese Einsparungen reflektieren unter anderem vermiedene Investitionen in Stromnetze und Endanwendungsgeräte von rund 268 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050 (undiskontiert).

Zur Ermittlung der Kostenunterschiede haben wir auf Basis von umfassenden Strommarkt- und Stromnetzmodellierungen die Auswirkungen einer Gasnetznutzung mit Grünem Gas auf die gesamte Wertschöpfungskette, also die Stromerzeugung, die Umwandlung, den Strom- und Gastransport, die Energiespeicherung und die Endanwendungen analysiert.



Nutzung der Gasnetze
spart um 2050 jährlich
12,0 Mrd. EUR ein

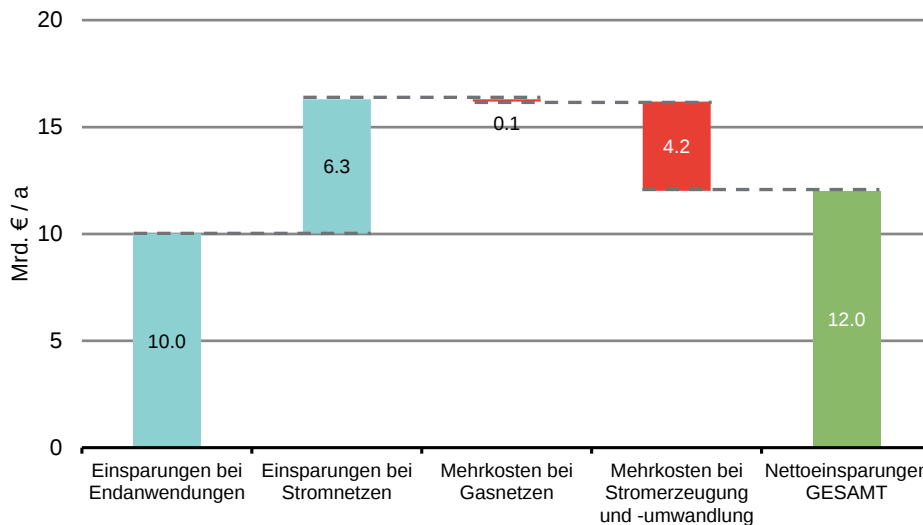
Abbildung 2 illustriert die Treiber für die Gesamtkosteneinsparungen einer Gasnetznutzung von insgesamt 12,0 Mrd. EUR pro Jahr:

- geringere Kosten bei gasbasierten Endanwendungen (10,0 Mrd. EUR pro Jahr um 2050), vor allem im Wärmesektor; sowie
- Einsparungen durch erheblich geringeren Stromnetzausbaubedarf (6,3 Mrd. EUR pro Jahr um 2050) in Folge der Gasnetznutzung.

Diese Kosteneinsparungen von 16,3 Mrd. EUR kompensieren deutlich die zusätzlichen Kosten

- für den Erhalt und die teilweise Umstellung der Gasnetze (0,1 Mrd. EUR pro Jahr um 2050); sowie
- für die aufgrund von Umwandlungsverlusten notwendige zusätzliche Stromerzeugung und die Power-to-Gas-Anlagen (4,2 Mrd. EUR pro Jahr um 2050).

Abbildung 2 Jährliche Einsparung bei Systemkosten im Szenario „Strom und Grünes Gas“ gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (um 2050)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind Kosten pro Jahr um das Jahr 2050 in EUR₂₀₁₅

Nutzung von Gasinfrastruktur reduziert Bedarf von Stromnetzausbau substantiell und erhöht somit die Akzeptanz der Energiewende erheblich

Bereits heute zeichnet sich ein Akzeptanzproblem bei der Energiewende ab, das über die Zeit noch erheblich zunehmen wird. Zwar wird der Ausbau Erneuerbarer Energien als weitgehend positiv empfunden, gegen den Ausbau von Stromnetzen gibt es jedoch immer wieder erheblichen Widerstand. Die Folge dessen sind starke Verzögerungen beim Ausbau der Stromtransportnetze. Der darüber hinaus in den kommenden Jahren erforderliche Ausbau der Stromverteilnetze ist noch gar nicht in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt.

Als Alternative zum Stromnetzausbau bietet sich die Nutzung der existierenden Gas-transportinfrastruktur an. Unsere Stromnetz-modellierungen zeigen, dass eine Nutzung der Gasnetze Stromnetzausbau im Umfang von 17.800 km im Übertragungsnetz (gegenüber 35.000 km heutiger Leitungslänge inkl. der Umsetzung aller Maßnahmen im NEP Strom, welche in beiden Szenarien als umzusetzen angenommen werden) und über 500.000 km im Verteilnetz (gegenüber 1,7 Mio. km heutiger Leitungslänge) obsolet macht. Da die Gasnetze bereits existieren und unterirdisch verlegt sind, können sie wesentlich zur Akzeptanz der Energiewende beitragen.



Nutzung der Gasnetze reduziert Stromnetzausbau im Übertragungsnetz um 40% und im Verteilnetz um 60%

Einbeziehung der Gasnetze trägt erheblich zur Versorgungssicherheit des Energiesystems bei

Die Weiternutzung der existierenden Gasnetze ermöglicht einen Zugang zum internationalen Gastransportnetz und somit den Zugang zu internationalen Gasquellen und Speichern, einschließlich Quellen von Grünem Gas in anderen Ländern. Dies erhält die vorhandene hohe Integration der deutschen Energieversorgung mit der Energieversorgung anderer Länder und führt so zu einer sehr hohen Versorgungssicherheit für den deutschen Endkunden, da Versorgungsengpässe in einzelnen Regionen durch diversifizierte Bezugsquellen aufgefangen werden können.

Hierbei steht es offen, ob der internationale Gasaustausch nur zur Absicherung von kritischen Versorgungssituationen genutzt wird oder ob Grünes Gas als Energieträger genutzt wird, um Erneuerbare Energie aus anderen Ländern zu importieren oder Stromüberschüsse zu exportieren. Hiermit ließen sich auch Lieferquellen für Grünes Gas mit weit geringeren Gestehungskosten für den deutschen Markt erschließen. In den



**Nutzung von Grünem Gas
kann zu Diversifizierung
der Energiequellen
beitragen**

zuvor angeführten Kostenanalysen gehen wir von der konservativen Annahme aus, dass das erforderliche Grüne Gas vollständig in Deutschland erzeugt werden muss. Eine Aufweichung dieser Annahme würde die Kosten des Szenarios „Strom und Grünes Gas“ nochmals signifikant reduzieren.

Die Weiternutzung der existierenden Gasinfrastruktur inklusive der existierenden Gasspeicher führt darüber hinaus zu dem Mehrwert umfangreicher Speichermöglichkeit für die erneuerbar erzeugte Energie.

1 FRAGESTELLUNG: WELCHEN BEITRAG KANN DIE GASINFRASTRUKTUR ZUR ENERGIEWENDE LIEFERN?

FNB Gas e.V. hat Frontier Economics, IAEW, 4 Management und EMCEL beauftragt, vor dem Hintergrund einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung bis 2050, den Mehrwert einer zukünftigen Weiternutzung der Gasinfrastruktur auf Basis von „Grünem Gas“ abzuschätzen.

1.1 Hintergrund: Sektorkopplung trägt die Energiewende in alle Verbrauchssektoren, mit neuen Herausforderungen für Energietransport und -speicherung

Die Bundesregierung hat sich weitreichende Ziele für die Minderung von Treibhausgas-Emissionen („THG“) für 2050 gesetzt. Bis 2050 soll die Emission von THG um 80%-95% gegenüber 1990 reduziert werden. Während die Energiewende aktuell einen starken Fokus auf die Umstellung der Elektrizitätserzeugung auf Erneuerbare Energien legt, erfordert insbesondere das ambitionierte Klimaschutzziel von 95% Emissionsreduktion auch eine Energiewende in den anderen Sektoren, insbesondere im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor.

Neben der Vermeidung von Energieverbrauch („efficiency first“) und einer direkten Nutzung von Erneuerbaren Energien wie z.B. Biomasse oder Solarthermie, deren Potenziale in Deutschland jedoch begrenzt sind, soll diese Emissionsreduktion in den anderen Sektoren vor allem durch eine sogenannte Sektorkopplung erreicht werden. Damit ist vor allem gemeint, den Energieverbrauch in bisher fossil dominierten Sektoren wie Wärme (Erdgas und Heizöl) und Verkehr (vor allem Mineralöl) auf die Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom umzustellen. Während in der öffentlichen Fachdiskussion zunehmend Konsens herrscht, dass diese Form der Sektorkopplung zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele notwendig und richtig ist, bleibt die Frage offen, mit welcher Energietransportinfrastruktur zukünftig die Verbindung zwischen erneuerbar erzeugtem Strom und Energieverbrauchern hergestellt werden soll.

1.2 Ansatz: Analyse der Auswirkungen verschiedener Energietransport-Szenarien auf die gesamte Wertschöpfungskette des Energiesystems

In 2050 dient Gasinfrastruktur dem Transport und der Speicherung von Grünem Gas (v.a. „Power-to-Gas“)

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob und in welcher Form die existierende Gasinfrastruktur einen sinnvollen Beitrag zum zukünftigen Energiesystem leisten kann. Hierbei ist klar, dass fossiles Erdgas letzten Endes, bei konsequenter Umsetzung der ambitionierten Klimaschutzziele, bis 2050 keinen nennenswerten Platz mehr in der Energieversorgung haben wird.^{2,3} Die vorhandene Gasinfrastruktur, also das System aus Ferngasleitungen, Speichern, Regionalleitungen und Verteilnetzen, kann jedoch in der Zukunft ebenso genutzt werden, um sog. „Grünes Gas“ zu transportieren und zu speichern. Unter Grünem Gas verstehen wir hier vor allem mittels erneuerbar erzeugten Stroms hergestelltes Gas („Power-to-Gas“, PtG).⁴ Dieses Gas ist klimaneutral, da es im Fall von Wasserstoff überhaupt nicht zu CO₂-Emissionen kommt, und auch bei der Nutzung von synthetischem Methan nur wieder die CO₂-Mengen freigesetzt werden, die bei der Herstellung des synthetischen Gases vollständig der Umwelt entnommen wurde. Die Nutzung ist somit insgesamt – ähnlich wie auch bei der Nutzung von Biomasse – klimaneutral. In der vorliegenden Studie analysieren wir, inwieweit die Gasinfrastruktur – also neben den Gasspeichern auch die Ferngas- und Verteilnetze – einen entscheidenden Beitrag zu einer vollständigen Dekarbonisierung leisten kann, sowohl im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz, den Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit sowie zur Kostensenkung.

Systemkostenanalyse zur Abschätzung der Kosten

Zur Abschätzung der Kostenwirkung nehmen wir eine Systemkostenanalyse für verschiedene Szenarien vor, die sich in dem Grad unterscheiden, in dem Gasinfrastruktur zum Energietransport im Jahr 2050 noch beiträgt.

Der Systemkostenvergleich erfolgt mit Fokus auf Deutschland für das Jahr 2050 und bezieht alle wesentlichen Kosten entlang der gesamten Wertschöpfungskette ein (**Abbildung 3**):

- **Endverbraucher** – Auf dieser Wertschöpfungsstufe werden die Kosten der Endanwendungen für die Endenergienutzung berücksichtigt. Hier betrachten wir insbesondere die Unterschiede von Anschaffungs- und Unterhaltskosten für Wärmeanwendungen und Fahrzeuge zwischen den Szenarien.

² Dies könnte sich allenfalls ändern, falls zukünftig die Option einer umfassenden CO₂-Abscheidung und Endlagerung („Carbon Capture and Storage“, CCS) eine Rolle spielen sollte. Wir gehen in dieser Studie jedoch davon aus, dass dies in Deutschland nicht der Fall sein wird.

³ Fossiles Erdgas kann jedoch als Brückentechnologie auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems ggf. einen wichtigen Beitrag leisten.

⁴ Zudem umfasst Grünes Gas auch Biogas, von welchem in den Rechnungen jedoch vereinfachend abstrahiert wird.

- **Stromtransport und -verteilung** – Hier wird durch Netzmodellierungen der unterschiedliche Ausbau- und Erhaltungsbedarf in den Transport- und Verteilnetzen für Strom in den Szenarien abgeschätzt und die entsprechenden Kostenimplikationen ermittelt.
- **Gastransport und -verteilung** – Berücksichtigt werden die unterschiedlichen Kosten für die Anpassung, den Ausbau und Unterhalt der Transport- und Verteilnetze für Grünes Gas in den Szenarien, sowie die Kosten für einen möglichen Rückbau der bestehenden Gasinfrastruktur im Fall eines Auslaufens der Nutzung.
- **Stromerzeugung und -umwandlung** – Hier modellieren wir auf Basis einer umfassenden Strommarktsimulation die Kosten für die Erzeugung und Speicherung von Strom sowie für die Umwandlung von Strom zu Gas in Power-to-Gas Anlagen.

Abbildung 3 Ermittlung der Systemkosten entlang der Wertschöpfungskette



Um sowohl laufende als auch einmalige Kosten zu berücksichtigen und zudem Investitionen in Güter mit unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Lebensdauern vergleichen zu können, weisen wir als primäres Ergebnis Kosten je Jahr aus, wobei Investitionen jeweils annuitätisch angegeben werden.

Diese Kosten fallen jedoch keinesfalls nur einmalig an, sondern jährlich. Die konkrete Höhe der jeweiligen Kosten in den Jahren vor bzw. nach 2050 kann jedoch nicht jahresscharf mit Genauigkeit angegeben werden, da sich einzelne Kostenpositionen (wie z.B. die Anschaffungskosten von Endgeräten) zeitlich unterschiedlich entwickeln können. Entsprechend bezeichnen wir die jeweiligen Kosten als „jährliche Kosten um das Jahr 2050“. Dort wo sinnvoll möglich weisen wir zudem aggregierte Werte für den Zeitraum bis 2050 aus. Alle Werte werden real als 2015er EUR-Werte ausgewiesen.

2 SZENARIEN: GEGENÜBERSTELLUNG VON WELTEN MIT UND OHNE NUTZUNG VON GASINFRASTRUKTUR

ZUSAMMENFASSUNG

Welches Energiesystem sich genau im Rahmen der Energiewende herausbildet, ist eine sehr komplexe Fragestellung und hängt von vielen wirtschaftlichen, politischen und technologischen Rahmenbedingungen und Entwicklungen ab. Naturgemäß gibt es alleine schon auf Grund der zeitlichen Reichweite der Analyse (bis 2050) und der damit verbundenen Unsicherheiten eine große Bandbreite an möglichen Entwicklungen. Aus Gründen der Praktikabilität kann diese Studie nicht die ganze Bandbreite möglicher Optionen betrachten, sondern muss sich notwendiger Weise auf Szenarien beschränken.

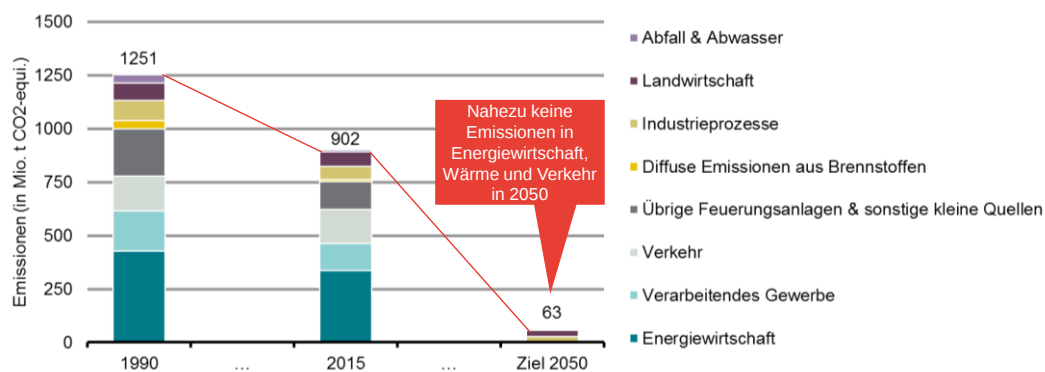
Hierzu nutzen wir drei Szenarien für das Jahr 2050, die so gewählt wurden, dass aus dem Vergleich der Szenarien der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende unmittelbar abgeleitet werden kann:

- In allen betrachteten Szenarien wird eine vollständige Erreichung der ambitionierten Klimaziele mit einer 95%-THG-Reduktion bis 2050 unterstellt (**Abschnitt 2.1**); wobei
- der zentrale Unterschied zwischen den Szenarien dabei der Grad ist, zu dem auch 2050 noch auf Gasinfrastruktur zurückgegriffen werden kann (**Abschnitt 2.2**):
 - Nur im Szenario „Strom und Grünes Gas“ wird noch von einer Gasinfrastruktur in der Fläche ausgegangen, die auch langfristig eine Belieferung von gasbasierten Endanwendungen ermöglicht, wodurch sich wichtige Unterschiede im Endenergiebedarf ergeben (vgl. **Abschnitt 2.3**). Hierbei käme in großem Umfang die Power-to-Gas-Technologie („PtG“, d.h. die Erzeugung „Grünen Gases“ aus erneuerbarem Strom) zum Einsatz.
 - Alternativ betrachten wir zudem ein Szenario („Strom und Gasspeicher“), in dem PtG nur für eine Zwischenspeicherung zur späteren Rückverstromung zum Einsatz kommt (**Abschnitt 2.4**).
 - Zudem betrachten wir ein Szenario („Nur Strom“), in welchem PtG keine Rolle spielt. Der Energietransport zu den Endkunden könnte entsprechend in den Szenarien „Strom und Gasspeicher“ sowie „Nur Strom“ nur in Form von Elektrizität erfolgen, während im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ein Parallelbetrieb von Elektrizitäts- und Gasnetzen erfolgt (**Abschnitt 2.5**).

2.1 In allen Szenarien: Erreichung der ambitionierten Klimaziele von 95%-THG-Reduktion bis 2050

Zentrale Prämisse unserer Analyse ist, dass eine Nutzung von Gasinfrastruktur **keine Kompromisse** bei der Dekarbonisierung zur Folge hat. Wir gehen bei allen Analysen für alle Szenarien von einer Umsetzung der ambitionierten Ziele der Bundesregierung aus, dass in Deutschland bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemission von 95% gegenüber 1990 erreicht wird.⁵ Unter Berücksichtigung kaum vermeidbarer Treibhausgasemissionen durch Industrieprozesse und in der Landwirtschaft resultiert dieses Ziel in einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Energiewirtschafts-, Wärme- und Verkehrssektors.⁶ Damit kann auf fossile Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas zur Stromerzeugung sowie für die Wärmebereitstellung und im Verkehr nicht mehr (in nennenswertem Umfang) zurückgegriffen werden.

Abbildung 4 Treibhausgasemissionen in Deutschland in allen Szenarien



Quelle: Frontier Economics (historische Werte auf Basis von Umweltbundesamt: Nationales Treibhausgasinventar 2017, Endstand 04/2017).

2.2 Szenarien nutzen Gasinfrastruktur in unterschiedlichem Umfang

Im Hinblick auf die in dieser Studie zugrunde liegende Fragestellung unterscheiden sich die betrachteten drei Szenarien insbesondere bezüglich des Grades, zu dem jeweils für die Energieversorgung auf Gasinfrastruktur zurückgegriffen werden kann. In unseren Analysen beziehen wir uns auf folgende drei Szenarien für 2050 (**Abbildung 5**):

- **„Nur Strom“** – In diesem Szenario nutzen die Endverbraucher primär elektrische Endwendungen wie Wärmepumpen und Elektroautos („unmittelbare Elektrifizierung“), die Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung erfolgt allein durch Stromnetze und –speicher. Die vorhandene Gasinfrastruktur bestehend aus Gasleitungen und –speichern

⁵ Für das europäische Ausland wird angenommen dass es zu einer Reduktion der Treibhausgasemissionen im Elektrizitätssektor von 80% kommt.

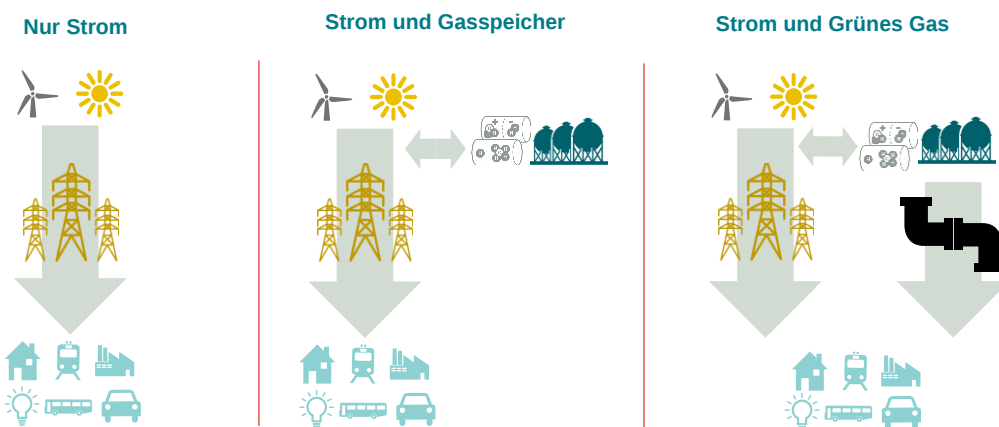
⁶ Angenommen wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen im Energie-, Wärme- und Verkehrssektor um 99% bis 2050 gegenüber 2015.

wird entsprechend nicht mehr benötigt und muss außer Betrieb genommen, gesichert und teilweise zurückgebaut werden.

- **„Strom und Gasspeicher“** – In diesem Szenario erweitern wir das „Nur Strom“-Szenario um die Möglichkeit, Strom in Gasform zwischen zu speichern und in Gaskraftwerken zu verstromen („Power-to-Gas-to-Power, PtGtP). Auch hier erfolgt der Energietransport zwischen Erzeugung und Verbraucher ausschließlich durch Stromnetze, sodass die Gastransport- und Verteilnetze zum größten Teil nicht mehr benötigt werden und entsprechend außer Betrieb genommen, gesichert und teilweise zurückgebaut werden.
- **„Strom und Grünes Gas“** – In diesem Szenario basiert ein Teil der Endanwendungen auf Grünem Gas, welches in PtG-Anlagen in Deutschland erzeugt wird. Entsprechend wird parallel zum Stromnetz die vorhandene Gasinfrastruktur zum Energietransport weiterhin genutzt.

Für jede dieser Alternativen beinhalten die Szenarien jeweils Annahmen zur Endenergie, die den Endnutzern durch das Energiesystem zur Verfügung gestellt werden muss, sowie Annahmen zu den für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe vorhandenen Technologieoptionen – insbesondere für Transport und Umwandlung.

Abbildung 5 Schematisierte Übersicht der drei Szenarien



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 6 beinhaltet eine zusammenfassende Übersicht über die Kernmerkmale der Szenarien, in den folgenden Abschnitten erläutern wir die wesentlichen Merkmale und Annahmen im Detail.

Abbildung 6 Kern-Merkmale der drei betrachteten Szenarien

	Nur-Strom	Strom und Gasspeicher	Strom und Grünes Gas
End-anwendungen	■ Endanwendungen zu einem großen Teil unmittelbar elektrifiziert (z.B. E-Fahrzeuge, Wärmepumpen, Direktheizungen) ■ Keine gasbasierten Endanwendungen	■ Endanwendungen analog zu Szenario „Nur Strom“	■ Endanwendungen teilweise unmittelbar elektrifiziert (z.B. E-Fahrzeuge oder Wärmepumpen im Neubau) ■ Teilweise auf Basis von Grünem Gas (z.B. Brennwerttherme oder gasbasierte Fahrzeuge)
Power-to-Gas	■ Kein PtG	■ Möglichkeit, erneuerbar erzeugten Strom über PtG in Gasform zwischen zu speichern und in Kraftwerken zu rückverstromen („Power-to-Gas-to-Power, PtGtP“) ■ Dient Glättung der Saisonalität des Stromendverbrauchs insb. aus dem Wärmesektor und Überbrückung von Dunkelflauten	■ Auch Möglichkeit für PtGtP ■ Zudem: Bei Endwendungen eingesetztes Grünes Gas muss in PtG-Anlagen in Deutschland synthetisch erzeugt werden ■ Annahme, dass 50% des Grünen Gases unmittelbar als H₂ transportiert und genutzt wird (PtH₂; in Industrie und Verkehr), während 50% des Grünen Gases zusätzlich methanisiert (PtCH₄) und über die Verteilnetze bis zu den Wärmeverbrauchern transportiert wird
Energie-transport	■ Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung allein durch Stromnetze und -speicher ■ Gasinfrastruktur nicht mehr benötigt (Ausnahme: Transitpipelines)	■ Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung allein durch Stromnetze ■ Nutzung (eines Teils) der Gasspeicher (für PtGtP) ■ Keine Nutzung der Gastransport- und Verteilnetze (Ausnahme: Transitpipelines und Pipelines zwischen PtG-Anlagen, Gasspeichern und Gaskraftwerken)	■ Parallel zum Stromnetz wird die Gasinfrastruktur weiterhin genutzt (und zum Teil auf H₂ umgestellt)

Quelle: Frontier Economics

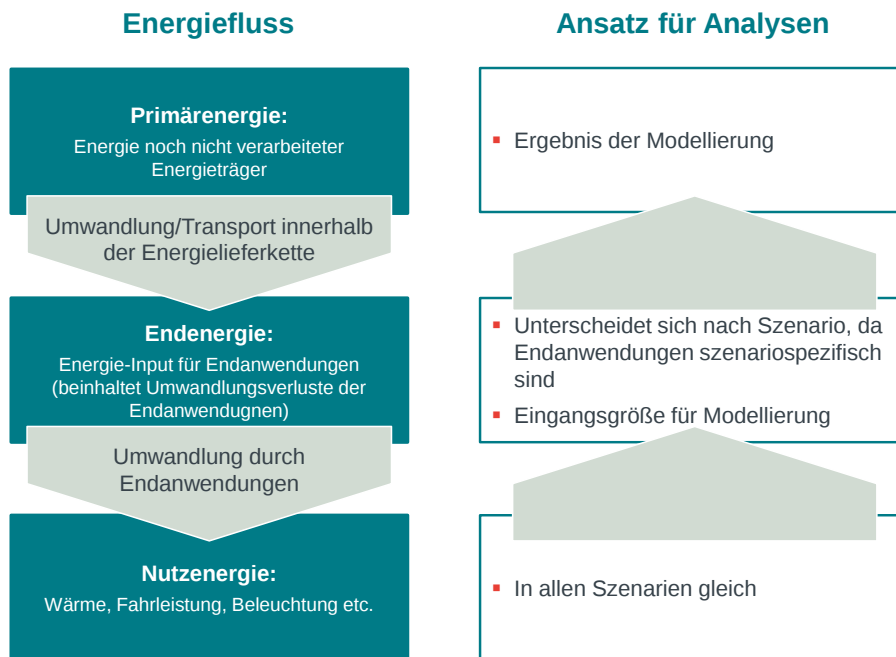
2.3 Unterschiedliche Endanwendungen in den Szenarien führen zu unterschiedlichem Endenergiebedarf und -mix

Zur Herleitung des Endenergiebedarfs 2050 und der Bedeutung der Energieträger in den Szenarien gehen wir mehrstufig im Rahmen des in **Abbildung 7** skizzierten Bottom-up Ansatzes vor:

- **Einheitlicher Nutzenergiebedarf in allen Szenarien** – Um volle Vergleichbarkeit der Szenarien zu gewährleisten, gehen wir in allen Szenarien von einem einheitlichen Nutzenergiebedarf aus – d.h. der letztlich durch Energie bei den Anwendern gedeckte Nutzen (Transport / Wärme / Beleuchtung / ...) ist in allen Szenarien gleich. Dabei werden auch erwartete nachfrageseitige Effizienzgewinne (z.B. durch Wärmedämmung) über alle Szenarien einheitlich berücksichtigt (**Abschnitt 2.3.1**).
- **Szenarien-spezifischer Endenergiebedarf** – Aufgrund der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Gas als Energieträger unterscheiden sich die Szenarien jedoch bezgl. der Technologien auf Endanwendungsebene. Da mit unterschiedlichen Technologien entsprechend auch unterschiedliche Wirkungsgrade auf der Endanwendungsstufe verbunden sind, berücksichtigen wir diese jeweils Szenarien-individuell und leiten entsprechende Szenarien-spezifische Endenergiebedarfe ab (**Abschnitt 2.3.2**).
- **Primärenergiebedarf Ergebnis der Systemmodellierung** – Dieser „Endenergiebedarf“ ist letztlich die „Versorgungsaufgabe“, die das Energiesystem (Erzeugung, Speicher und Netze) in den jeweiligen Szenarien zu bedienen hat. Der notwendige Primärenergiebedarf ergibt sich dabei in unseren Analysen modellendogen unter Berücksichtigung der verschiedenen Erzeugungstechnologien und Umwandlungsverluste entlang der Lieferkette und ist somit Ergebnis der Analysen und nicht Bestandteil der Szenarien (siehe hierzu **Abschnitt 4.2**).

Abbildung 7 illustriert diesen Bottom-up Ansatz und den faktischen Energiefluss von Primärenergie zur Nutzenergie.

Abbildung 7 **Ansatz zur Ermittlung des Energiebedarfs (schematische Darstellung)**

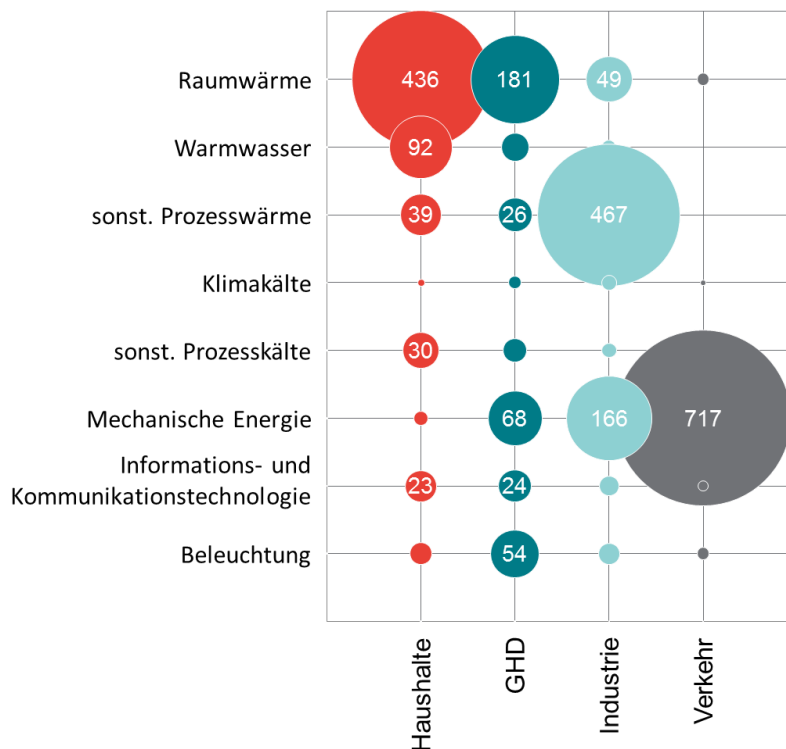


Quelle: Frontier Economics

2.3.1 Herleitung des Nutzenergiebedarfs im Jahr 2050 basierend auf etablierten Studien

Ausgangspunkt unserer Analysen ist dabei der heutige Endenergieverbrauch und dessen Aufteilung auf Anwendungsbereiche und Sektoren. Hierbei zeigt sich, dass Raumwärme und Warmwasser in Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Prozesswärme in der Industrie sowie Mobilität den Großteil der Endenergienachfrage darstellen (**Abbildung 8**).

**Abbildung 8 Endenergiebedarf nach Sektor und Anwendungs-bereichen
– 2015, in TWh/a**



Quelle: Frontier Economics basierend auf Daten der AG Energiebilanzen

Hinweis: Die Größe der Kreisflächen zeigt den Umfang der jeweiligen Energieanwendung an.

Auf dieser Basis bestimmen wir für die Bereiche mit dem größten Endenergiebedarf den heutigen Nutzenergiebedarf und schreiben diesen bis 2050 auf Basis von etablierten Dritt-Studien fort. Wesentliche Annahmen sind hierbei:

- **Raumwärme und Warmwasser** – Basierend auf Fraunhofer (2015) reduziert sich der Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser von 2015 bis 2050 um 34% – insbesondere durch Sanierung von Bestandsgebäuden, durch Ersatz von Bestands- durch Neubauten sowie durch geringfügigen Bevölkerungsrückgang.
- **Bereitstellung von Mobilität** – Basierend auf UBA (2016) gehen wir von steigenden Verkehrsleistungen aus: Die Personenkilometer im Personenverkehr steigen von 2015 bis 2050 annahmegemäß um 25%, die Tonnenkilometer im Güterverkehr um 51% (summiert über alle Verkehrsträger).

2.3.2 Ableitung der zukünftigen Endenergienachfrage unter Berücksichtigung der Szenarien-spezifischen Anwendungstechnologien

Auf Basis dieser Annahmen zur benötigten Nutzenergie leiten wir für jedes Szenario den notwendigen Endenergiebedarf ab (Siehe ANNEX A für weitere Details zur Herleitung der Endenergienachfrage in 2050). Dabei treffen wir für die

Szenarien jeweils Annahmen, durch welche Technologien der Energieträger letztlich in die benötigte Nutzenergie umgewandelt wird und berücksichtigen die damit verbundenen Wirkungsgrade:

■ **Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser**

- **Direkte Nutzung von EE in allen Szenarien** – Wir gehen für alle Szenarien gleichermaßen davon aus, dass ein Teil der Wärmebereitstellung über die direkte Nutzung von Erneuerbaren Energien (Solarthermie, Biomasse in direkter Form sowie Umgebungswärme über Wärmepumpen) und/oder Fernwärme erfolgt.
- **Grünes Gas nur in Szenario „Strom und Grünes Gas“** – In den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ wird der Großteil der Wärmebereitstellung durch elektrische Wärmepumpen, und ein kleinerer Teil durch Stromdirektheizungen gewährleistet. Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ wird ein (geringerer) Teil über elektrische Wärmepumpen (insb. in Neubauten) bedient, während der übrige Teil (insbesondere im Bestandsbereich) über gasbasierte Technologien (vor allem Gasbrennwertthermen) bedient wird.
- In allen Szenarien ergibt sich ein um etwa 35% reduzierter Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser (**Abbildung 9**). Dieser wird vor allem durch den reduzierten Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser getrieben.

■ **Energiebereitstellung für den Verkehr**

- **Power-to-Liquid (PtL) für Flug- und Schiffsverkehr** – Wir gehen für alle Szenarien gleichermaßen davon aus, dass Flug- und Schiffsverkehr auch zukünftig flüssige Brennstoffe nutzen werden, da eine Elektrifizierung auf Basis heutiger Erkenntnisse hier nicht realistisch scheint. Die Flüssigbrennstoffe werden zukünftig annahmegemäß CO₂-neutral synthetisch hergestellt. Aufgrund der komparativen Kostenvorteile ausländischer Standorte sowie eines prinzipiell globalen Marktes für Flüssigbrennstoffe unterstellen wir hierfür in beiden Szenarien einheitlich einen 100%-igen Import.
- **Strom für Schienenverkehr** – Im Schienenverkehr ist Strom bereits heute der dominierende Energieträger und eine weitere Elektrifizierung damit absehbar. Daher folgen wir für dieses Transportsegment den Annahmen des UBA (2016) und nehmen keine Differenzierung der Szenarien hinsichtlich der im Schienenverkehr genutzten Energieträger vor. Stattdessen nehmen wir in allen Szenarien an, dass der Schienenverkehr bis 2050 vollständig elektrifiziert wird.
- **50% des Straßenverkehr über PtL** – In allen Szenarien gehen wir einheitlich davon aus, dass in 2050 50% der Verkehrsleistung im Straßennah- und -fernverkehr über importierte synthetisch erzeugte Flüssigbrennstoffe (analog zum Flug- und Schiffsverkehr) versorgt wird.

Verbleibende 50% im Straßenverkehr variieren szenarienspezifisch:
Die verbleibenden 50% der Verkehrsleistung im Straßenverkehr werden in den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ ausschließlich

über Elektromobilität erbracht, im Szenario „Strom und Grünes Gas“ werden neben Elektromobilität auch in gewissem Maße gasbasierte Fahrzeuge unter Einsatz von Grünem Gas genutzt.

Bezüglich der Energienachfrage im Verkehr resultiert der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien entsprechend aus einem unterschiedlichen Anteil der Elektromobilität im Straßenverkehr.

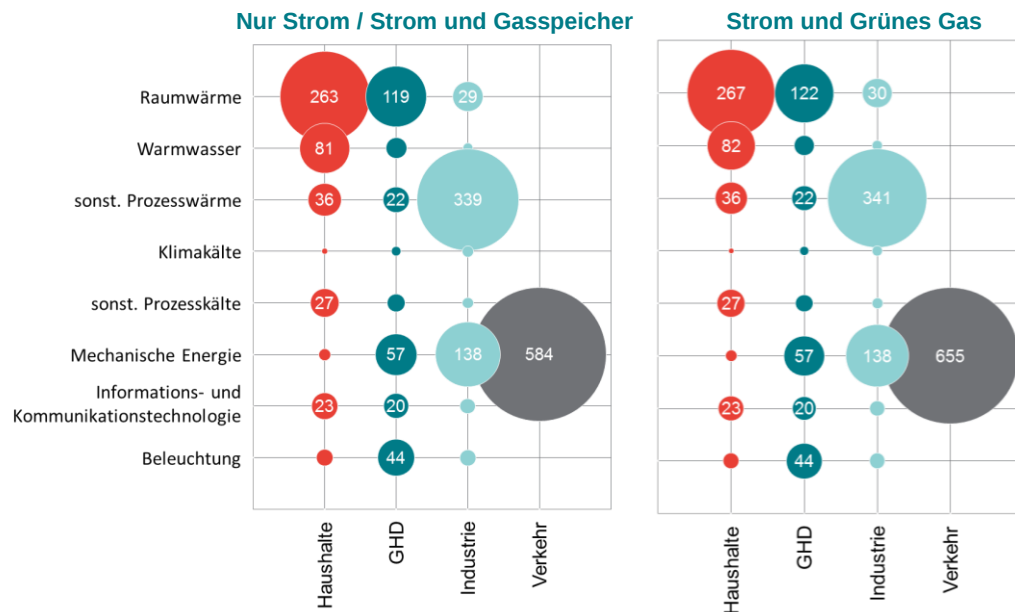
In Summe ergibt sich im Verkehr ein um etwa 20% (in den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“) bzw. 10% (im Szenario „Strom und Grünes Gas“) reduzierter Endenergiebedarf (**Abbildung 9**). Die gegenüber 2015 steigende Verkehrsleistung kann also – durch den Einsatz effizienterer Technologien – in allen Szenarien in 2050 mit geringerer Endenergie bedient werden.

- **Prozesswärme** – Basierend auf DLR (2012) wird eine Reduktion des Endenergiebedarfs für Industrieprozesse von 2015 bis 2050 um 26% unterstellt (**Abbildung 9**). Während in den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ primär strombasierte Prozesse zum Einsatz kommen, werden im Szenario „Strom und Grünes Gas“ vermehrt auf Grünem Gas (insb. Wasserstoff) basierende Prozesse eingesetzt.

Aus dem beschriebenen Vorgehen ergibt sich für jedes Szenario eine Endenergienachfrage (**Abbildung 9** und **Abbildung 10**), welche als zu erfüllende Versorgungsaufgabe an das Energiesystem die Grundlage aller weiteren Analysen darstellt.⁷ Die Endenergienachfrage ist entsprechend der Annahme einer rein strombasierten Versorgung der Endanwender in den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom mit Gasspeicher“ identisch. Hingegen hat im Szenario „Strom und Grünes Gas“ auch Grünes Gas eine Rolle im Wärme- und Verkehrssektor. Aufgrund der sich technologie-bedingt ergebenden Unterschiede in der Energieumwandlung auf der Stufe der Endanwendung ergibt sich im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ein gegenüber den anderen Szenarien um etwa 4% erhöhter Endenergiebedarf.

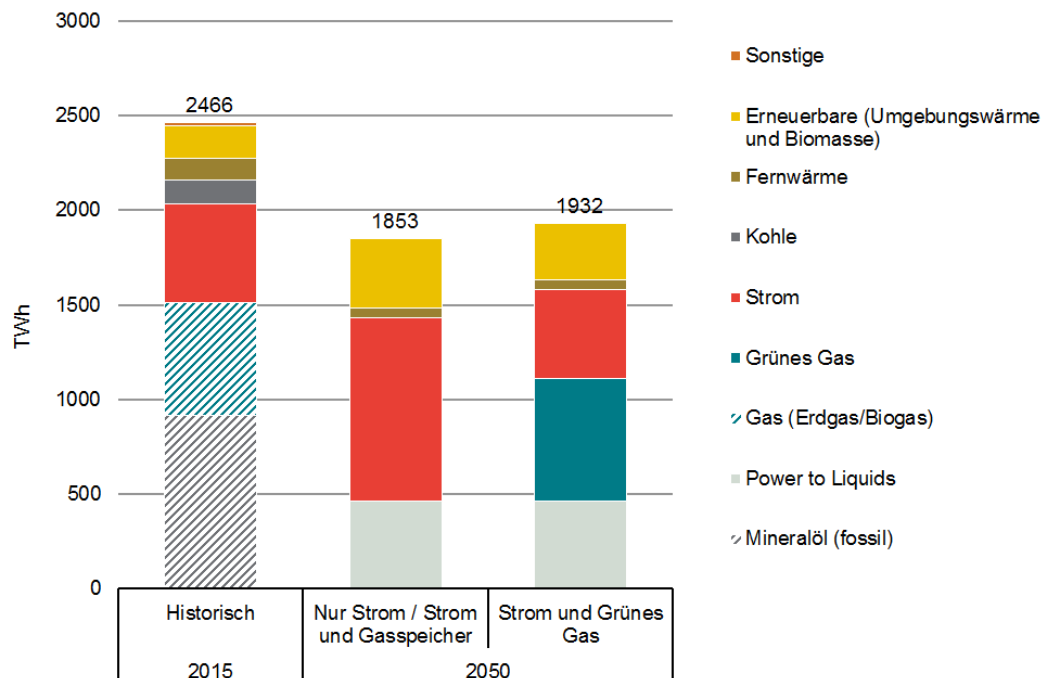
⁷ Die Darstellung bezieht sich alleine auf die Endenergienachfrage. Speicher- und Umwandlungsverluste sind hierbei noch nicht erfasst.

**Abbildung 9 Endenergiebedarf nach Sektor und Anwendungsbereichen
in den Szenarien – 2050, in TWh/a**



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 10 Aufteilung des Endenergiebedarfs auf Energieträger in den Szenarien



Quelle: Frontier Economics

Für die vorgenommenen Quantifizierungen, insb. die Strommarkt- und die Strom- und Gasnetzmodellierungen, sind besonders die jeweiligen Strom- und Gasnachfragen auf Endverbraucherebene in Deutschland im Jahr 2050 relevant (Abbildung 11). Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ fällt die Größenordnung

der Strom- und Gasnachfrage der Endverbraucher im Jahr 2050 in Deutschland in etwa vergleichbar mit heute aus (siehe ANNEX B für weitere Details zur Herleitung der Aufteilung der Energieträger in den Szenarien).

Abbildung 11 Endnachfrage nach Strom und Gas in den Szenarien (noch ohne Strom- bzw. Gasnachfrage aus PtG)⁸ – Deutschland, 2050

Szenario	Stromnachfrage	Gasnachfrage
Nur Strom	965 TWh	0 TWh
Strom und Gasspeicher	965 TWh	0 TWh
Strom und Grünes Gas	468 TWh	645 TWh
Vergleich Deutschland 2015 ⁹	515 TWh	601 TWh

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Strom- und Gasnachfrage exklusive der sich aus Power-to-Gas Anlagen ergebenden Umwandlungsverluste sowie ohne Gasimporte und -exporte für die Versorgung europäischer Nachbarländer

Verteilung des Energieverbrauchs über das Jahr

Für die Auslegung des Stromsystems, bestehend aus Erzeugungsanlagen, Energiespeichern und Netzen, ist nicht nur die gesamte Energienachfrage entscheidend, sondern auch deren unterjährig zeitliche Verteilung. Daher treffen wir im Rahmen der Szenarien abschließend noch Annahmen, wie sich der Energieverbrauch über das Jahr verteilt (Siehe ANNEX E.2 für weitere Details zur Herleitung der Stromverbrauchsprofile in den Szenarien).

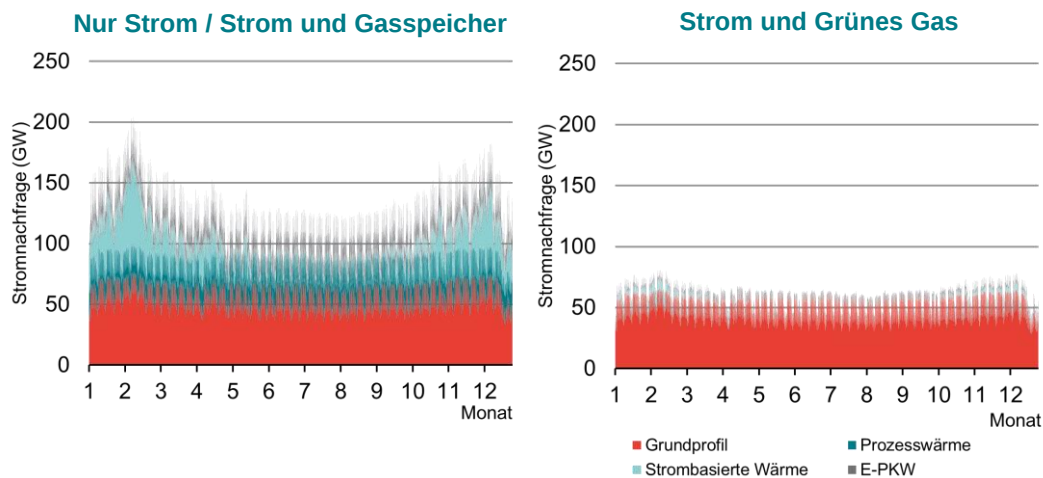
- **Stromverbrauch** – Wir erstellen exogene stündliche Stromverbrauchsprofile (**Abbildung 12**), welche als Input für das Strommarktmodell dienen, in welchem der Stromverbrauch durch Nutzung von nachfrageseitiger Flexibilität (z.B. Wärmepumpe, Elektroauto) oder durch Stromspeicher (z.B. Pumpspeicher, Batterien) noch in der Zeit verschoben werden kann.¹⁰
- **Gasverbrauch** – Einen Gasverbrauch durch Endverbraucher gibt es annahmegemäß einzig im Szenario „Strom und Grünes Gas“ (in Höhe von 645 TWh, siehe **Abbildung 11**). Wir gehen hier davon aus, dass die vorhandenen Gasspeichervolumina – analog zur Situation heute – ausreichen, um die zukünftige Saisonalität des Gasverbrauchs auszugleichen.

⁸ Der Bedarf von Grünem Gas für die Rückverstromung sowie der für die Erzeugung von synthetischem Grünem Gas benötigte Strombedarf ergeben sich endogen im Rahmen der Strommarktmodellierung, siehe **Abschnitt 4.2.4**.

⁹ Vgl. AG Energiebilanzen e.V. (2017).

¹⁰ Weitere Annahmen die für die Erstellung der Stromverbrauchsprofile genutzt wurden können in Annex E.2 gefunden werden.

Abbildung 12 Stromlastprofil 2050 in den Szenarien als Input für die Strommarktmodellierung (noch ohne Strombedarf für PtG)¹¹



Quelle: Frontier Economics

2.4 Nutzung der Umwandlungstechnologie Power-to-Gas variiert über Szenarien

Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf die verfügbaren Technologien zum Einsatz von Grünem Gas. Bezüglich der Möglichkeit, Grünes Gas synthetisch zu erzeugen, werden folgende Annahmen getroffen:

- **Szenario „Nur Strom“** – In diesem Szenario besteht keine Möglichkeit für eine Power-to-Gas-Umwandlung, da annahmegemäß keinerlei Nutzung von Gasinfrastruktur (auch nicht zur Speicherung) erfolgt.
- **Szenario „Strom und Gasspeicher“** – In diesem Szenario besteht die technologische Möglichkeit, erneuerbar erzeugten Strom über PtG in Gasform zwischenzuspeichern und in Kraftwerken wieder in Strom umzuwandeln („Power-to-Gas-to-Power, PtGtP). Dies kann insbesondere zur Glättung der Saisonalität des Stromendverbrauchs (getrieben durch den Wärmesektor) und zur Überbrückung von Dunkelflauten dienen.
- **Szenario „Strom und Grünes Gas“** – In diesem Szenario wird weiterhin ein signifikanter Teil des Endverbrauchs durch einen Energieträger Gas versorgt, der aber 2050 entsprechend als Grünes Gas bereitgestellt werden muss. Entsprechend bedarf es einer Herstellung dieser Mengen in PtG-Anlagen (mindestens 645 TWh, siehe oben). Hierbei gehen wir für eine volle Vergleichbarkeit der Szenarien davon aus, dass das gesamte in Deutschland verbrauchte Grüne Gas auch in Deutschland hergestellt wird, ein Import von Grünem Gas wird daher in den Berechnungen nicht betrachtet. Entsprechend ergibt sich für Deutschland ein gleicher Grad der Eigenversorgung mit Energie in allen Szenarien. In der Praxis dürfte die Möglichkeit eines zusätzlichen Imports von Grünem Gas durch Gasinfrastruktur jedoch durchaus von Bedeutung sein (vgl. **Abschnitt 4.4**) so dass unser Vorgehen

¹¹ Der Strombedarf für die Erzeugung von synthetischem Grünem Gas ergibt sich endogen im Rahmen der Strommarktmodellierung, siehe **Abschnitt 4.2.4**.

als konservativ zu bezeichnen ist. Auch in diesem Szenario kann PtGtP zum Einsatz kommen.

Power-to-Gas zu je 50% synthetischer Wasserstoff und Methan

Bei der Nutzung von synthetischem Gas bestehen insbesondere die technischen Optionen,

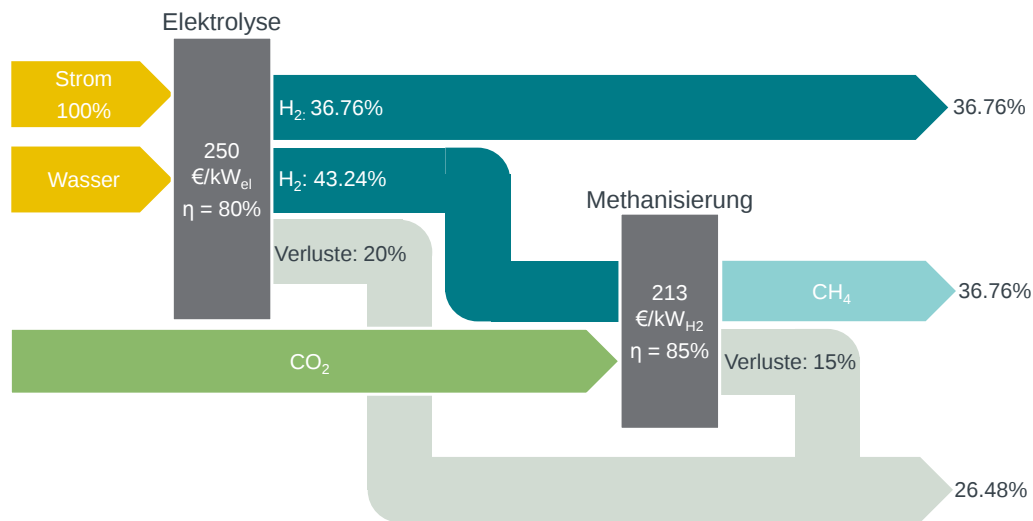
- Wasserstoff als Produkt der Elektrolyse direkt zu nutzen; oder
- Wasserstoff über die Methanisierung in Methan umzuwandeln und anschließend zu nutzen (in diesem Fall wird bei der Verbrennung letztlich die Menge CO₂ ausgestoßen, die zuvor bei der Methanisierung gebunden wurde, so dass es sich auch hier um eine klimaneutrale Nutzung von Gas handelt).

Es ist davon auszugehen, dass sich letztlich ein Technologiemix beider Optionen einstellen wird unter Berücksichtigung der jeweiligen Umstellungs- bzw. Umwandlungskosten. Aufgrund der hohen Dynamik der technischen Entwicklung in diesem Bereich nehmen wir im Szenario "Strom und Grünes Gas" pauschal an, dass 50% des Grünen Gases unmittelbar als Wasserstoff transportiert und genutzt wird (PtH₂; insbesondere in Industrie und Verkehr), während die anderen 50% des Grünen Gases zusätzlich methanisiert (PtCH₄) und insbesondere über die Fernleitungs- und Verteilnetze bis zu den Wärmeverbrauchern transportiert wird.

Als Kohlenstoffquelle für die erforderliche Methanisierung wird angenommen, dass Kohlenstoffe aus Biogas- und Biomasseverstromung sowie nicht vermeidbare CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen gewonnen werden können. Im Falle einer Rückverstromung kann auch dort eine CO₂-Abscheidung stattfinden und wieder dem Methanisierungsprozess zur Verfügung gestellt werden. Insgesamt schätzen wir die Potenziale der im Jahr 2050 noch verbliebenen inländischen CO₂-Quellen so ein, dass ein kostenaufwändiges Direct Air Capturing von CO₂ nicht benötigt wird. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung werden mit 50 EUR pro Tonne abgeschätzt.¹²

¹² Bei einer Gasnachfrage von 645 TWh werden Annahmen gemäß 50% des Grünen Gases in Form von Methan bereitgestellt. Der für die Methanisierung benötigte Kohlenstoffbedarf entspricht ca. 67 Mio. t CO₂. Für die CO₂ Gewinnung wird angenommen, dass biogene Quellen und verbleibende Emissionen aus Industrieprozessen genutzt werden können. Eine CO₂ Abscheidung aus der Luft ist damit nicht nötig. Für die Kosten der CO₂ Gewinnung referenzieren Hermann et. al (2014) auf eine Bandbreite zwischen 32,6 und 90 EUR/t CO₂. Wir gehen im Folgenden von Kosten der CO₂-Gewinnung in Höhe von 50 EUR/t CO₂ aus.

Abbildung 13 Kernannahmen zur Parametrierung der Power-to-Gas Anlagen für einen gleichmäßigen Split zwischen CH₄ und H₂ (Stichjahr 2050)



Quelle: Frontier Economics

2.5 Ausschließlich Stromtransport in „Nur Strom“ sowie „Strom und Gasspeicher“; zusätzlich auch Gastransport in „Strom und Grünes Gas“

Die Szenarien unterscheiden sich entsprechend der Annahmen zum Energieträgermix der Endanwendungen zudem bezüglich der Möglichkeiten für die notwendigen Energietransporte entlang der Lieferkette:

- **Szenario „Nur Strom“** – In diesem Szenario erfolgt die Verbindung zwischen Stromerzeugung und Endenergienutzung allein durch Stromnetze und Stromspeicher. Entsprechend wird eine Gasinfrastruktur in diesem Szenario nicht mehr benötigt. Hiervon ausgenommen sind einige Gastransportleitungen, die aufgrund der zentralen Lage Deutschlands auch in 2050 trotz vollständiger Elektrifizierung in Deutschland noch für die europäische Gasversorgung erforderlich sein werden (Transit).¹³ Nicht benötigte Gastransportnetze (inkl. Gasspeicher) sowie die Gasverteilnetze müssen außer Betrieb genommen, gesichert und teilweise zurückgebaut werden.
- **Szenario „Strom und Gasspeicher“** – In diesem Szenario besteht zwar die Möglichkeit zur saisonalen Gas-Zwischenspeicherung und Rückverstromung (PtGtP), wir unterstellen jedoch, dass es sich hierbei um Anlagen in der Nähe von großen Erzeugungsschwerpunkten (insbesondere Windparks) handelt bzw. allenfalls Lage-bedingte Punkt-zu-Punkt Verbindungen zwischen entsprechenden Speichern erfolgen. Das bedeutet, durch die Nutzung dieser Speicheroption erfolgt kein geographischer „Energietransport“ in Richtung

¹³ Wir gehen dabei davon aus, dass in der EU außerhalb Deutschlands weniger ambitionierte Klimaziele verfolgt werden (Senkung der CO₂-Emissionen von 80% bis 2050 gegenüber 1990 statt 95% wie in Deutschland), und in der Folge in einigen Nachbarländern Erdgas auch 2050 noch eine wichtige Rolle zur Energieversorgung spielen wird.

Endkunde. Entsprechend erfolgt der überregionale Transport von Energie annahmegemäß ausschließlich in Form von Strom, sodass wir auch hier eine Nichtnutzung und Außerbetriebnahme der Gastransport- und Verteilnetze unterstellen (mit Ausnahme der weiterhin benötigten Transitpipelines und der punktuellen Pipelines zwischen PtG-Anlagen, Gasspeichern und Gaskraftwerken).

- **Szenario „Strom und Grünes Gas“** – In diesem Szenario werden Endverbraucher mit Grünem Gas versorgt. Entsprechend wird parallel zum Stromnetz die vorhandene Gasinfrastruktur zum Energietransport in der Fläche weiterhin genutzt (und zum Teil auf Wasserstoff umgestellt) um Energie bis zu den Endverbrauchern zu transportieren.

3 „NUR STROM“-SZENARIO MANGELS SAISONSPEICHERN PROHIBITIV TEUER UND KEINE REALISTISCHE OPTION

ZUSAMMENFASSUNG

Bei der Wahl der Szenarien ist zu beachten, dass Extremszenarien gewisse technologische Optionen systematisch ausschließen und damit das Optimierungspotential einschränken, was in hohen Systemkosten resultiert.

Dies zeigen bereits Vorabüberlegungen zur praktischen Umsetzbarkeit des „Nur Strom“-Szenarios in der oben beschriebenen Form. Im Zuge dessen wird unmittelbar deutlich, dass

- aufgrund der Saisonalität der Nachfrage im Wärmemarkt eine rein stromseitige Versorgung des Wärmesektors zu vollkommen neuen Herausforderungen für die Kapazitäts-Dimensionierung und –Vorhaltung in den Stromnetzen führt (**Abschnitt 3.1**);
- durch die bislang fehlenden Technologieoptionen für eine langfristige saisonale Stromspeicherung (abgesehen von der Speicherung in Form von Power-to-Gas), die Bedienung einer derartig saisonal geprägten Nachfrage mit prohibitiv hohem Aufwand verbunden und damit unwirtschaftlich und wahrscheinlich auch unrealistisch ist – wie es bereits verschiedene jüngere Studien (zum Beispiel von Enervis (2017) und Energy Brainpool (2017)) nachweisen (**Abschnitt 3.2**); und
- nicht zuletzt aus diesem Grund die Bundesregierung ebenfalls anerkennt, dass an einer Nutzung von Power-to-Gas zumindest für die Langfristspeicherung kein Weg vorbei führt (**Abschnitt 3.3**).¹⁴

Da bereits auf Basis der vorliegenden Aussagen und Studien das Szenario „Nur Strom“ als nicht zukunftsfähig ausgeschlossen werden kann, berücksichtigen wir dieses in unseren weiteren Analysen und Ausführungen nur noch nachgelagert. Vielmehr fokussieren wir auf die Auswirkung einer Nutzung der Gasnetze zum Energietransport in der Fläche auf die Systemkosten – über eine (mittlerweile als unstrittig anzusehende) Nutzung von Power-to-Gas zur saisonalen Zwischenspeicherung hinaus (**Abschnitt 3.4**).



Bedarf von Grünem Gas zur Saisonspeicherung ist unstrittig, daher fokussiert die Studie auf eine Analyse des Zusatznutzens von Gasnetzen zum Transport von Energie in der Fläche

¹⁴ Vgl. BMWi (2017) – Ergebnispapier Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, S. 19.

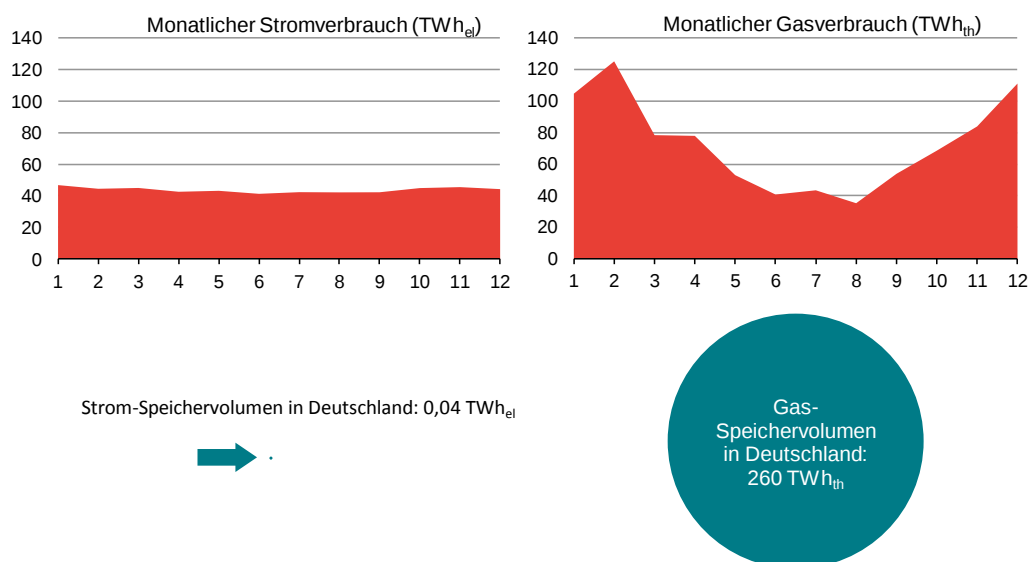
3.1 Saisonalität im Wärmebereich ist zentrale Herausforderung für das System

Die Energieversorgung des Wärmesektors ist von zwei grundsätzlichen Charakteristika gekennzeichnet:

- hohe Saisonalität der Nachfrage, die zu einem Großteil nur während der Wintermonate anfällt; sowie
- ein großer Vorhaltebedarf, da der exakte Bedarf von den konkreten Temperatursituationen abhängt, das System jedoch stets auf den Extremfall (z.B. den „1 in 20“ Winter) vorbereitet sein muss.

Die zentrale Herausforderung für die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors ist somit die notwendige Auslegung des Systems auf seltene Extremsituationen mit entsprechenden Folgen für die Wirtschaftlichkeit. Zwangsläufig müssen daher Investitionen in Versorgungskapazitäten getätigt werden, die teilweise nur in einem von 20 Jahren vollständig genutzt werden. Während eine solche Auslegung für „1 in 20“ im Rahmen der Gasversorgung gelebte Praxis ist¹⁵, wäre dies für eine reine Strominfrastruktur in Deutschland ein Novum. Dies sei anhand eines Vergleichs der heutigen unterjährigen Nachfragestruktur im Gas- und Stromsektor für verschiedene Jahre verdeutlicht (**Abbildung 14**). Als Illustration für die unterschiedliche technische Auslegung der Systeme angesichts der Nachfragestruktur, enthält die Abbildung zudem einen Vergleich der aktuell vorhandenen Speicherkapazitäten.

Abbildung 14 Vergleich der monatlichen Nachfrage im Strom- und Gassektor sowie der vorhandenen Speicherkapazitäten (Deutschland, 2012, in TWh)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Entso-E, IEA und Deutscher Bundestag (2017)

Im Rahmen der Sektorkopplung von Wärme- und Verkehrssektor mit dem Elektrizitätssektor erhöhen sich die Interdependenzen der Sektoren weiter,

¹⁵ Vgl. Verordnung (EU) Nr. 994/2010 Art. 8 Abs.1 – SoS-VO.

sodass sich extreme Versorgungssituationen im Wärmesektor zukünftig stärker auf den Elektrizitätssektor auswirken werden. Gleichzeitig entsteht durch die Zunahme von wetterabhängiger Stromerzeugung aus Wind und Sonne ein zusätzlicher Unsicherheitsfaktor, der die Strom- und damit auch die Wärmeversorgung gefährden kann (Stichwort Dunkelflaute). Solche Zusammenhänge lassen sich auch im heutigen Energiesystem schon beobachten. So weist die Stromnachfrage in Frankreich aufgrund eines hohen Anteils an Stromheizungen eine hohe Saisonalität aus und war in der Vergangenheit bereits öfter Treiber von angespannten Versorgungssituationen im Stromsektor, was nicht zuletzt zu der Einführung weiterer politischer Maßnahmen zur Kapazitätsvorhaltung geführt hat (Stichwort Kapazitätsmarkt).

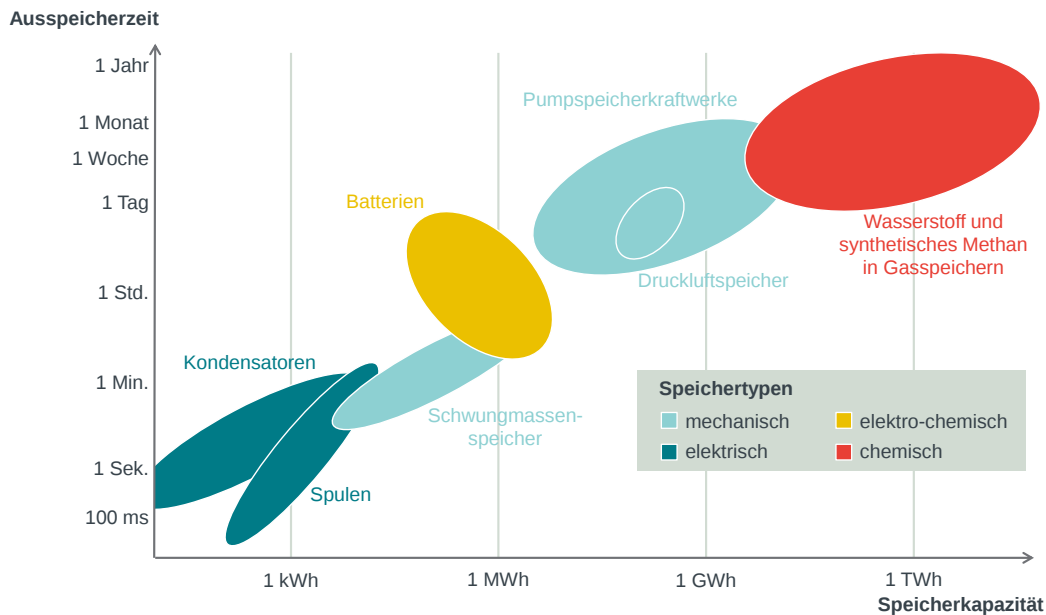
3.2 Reine „Nur Strom“-Lösung ist wegen fehlender Saisonspeicher prohibitiv teuer

Da es in einem nahezu vollständig dekarbonisierten Elektrizitätssektor nach heutigen Kenntnissen keine umsetzbare Technologie für eine saisonale Zwischenspeicherung gibt, erfordert ein Energiesystem, dass ohne chemische Speicher (in Gasform) und (zumindest in Deutschland) ohne Kernkraft und CCS auskommen soll, den Aufbau hoher Überkapazitäten von Erneuerbaren Kapazitäten und Stromnetzen. Ein solches Szenario führt zu enorm hohen Systemkosten, wie einfache Analysen schnell zeigen.

Eine überschlägige Rechnung zeigt, dass bei einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung Stromspeicher mit einem Speichervolumen von ca. 35 TWh benötigt werden.¹⁶ Im Vergleich hierzu: Das Speichervolumen von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland beträgt zurzeit etwa 0,04 TWh (dies entspricht nahezu dem gesamten heutigen Stromspeichervolumen in Deutschland, siehe **Abbildung 14**). Es wäre daher mehr als das 800-fache des aktuellen Pumpspeichervolumens nötig – der derzeit bestverfügbaren Technologie zur langfristigen Stromspeicherung, die nicht mit Power-to-Gas arbeitet, wie **Abbildung 15** verdeutlicht – um Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen. Die erforderlichen natürlichen Potenziale hierfür stehen nicht annähernd zur Verfügung.

¹⁶ Annahme vollständiger Dekarbonisierung und Elektrifizierung großer Teile der Endenergienachfrage. Bereitstellung des Stroms über gleiche Kapazitäten für Wind Onshore, Wind Offshore und Solaranlagen, sodass die jährliche Gesamtproduktion der Gesamtnachfrage entspricht. Aus der stündlichen Differenz zwischen Stromnachfrage und –erzeugung wird der saisonale Stromspeicherbedarf ermittelt.

Abbildung 15 Speichertechnologien im Vergleich



Quelle: Frontier Economics basierend auf Sterner et. al (2014) S. 19 und eigenen Analysen

Um entsprechende Speicherkapazitäten mit aktueller Batteriespeichertechnologie bereitzustellen, wären rund 18 Millionen Container nötig, die eine Fläche so groß wie das Bundesland Berlin und die Stadt München zusammen einnehmen.¹⁷ Neben der fehlenden technischen Realisierbarkeit wäre eine solche Vorhaltung ohne Power-to-Gas Technologie auch äußerst unwirtschaftlich.

Diese Erkenntnis spiegelt sich auch in den Ergebnissen der verschiedenen Studien wieder, die solche Szenarien in der jüngeren Vergangenheit analysiert haben:

- Enervis (2017) vergleicht ein Szenario ohne jegliche Gasspeicherung („Grüne Vollelektrifizierung“) mit einem Szenario mit Power-to-Gas („Grünes Gas“) und kommt allein für den Wärmesektor und ohne Berücksichtigung der Netzkosten auf Zusatzkosten von 145 Mrd. EUR bis 2050 (nicht diskontiert), falls eine Elektrifizierung des Wärmesektors ohne Power-to-Gas Technologie erfolgt.
- Dabei beschränkt sich die Analyse im Gegensatz zu unserer Studie allein auf eine Elektrifizierung des Wärmesektors. Verkehr und Industrieprozesse werden nicht einbezogen und würden zu weiteren Kostennachteilen führen.
- Zudem sind (erhebliche) Mehrkosten für den erforderlichen zusätzlichen Stromnetzausbau im Fall ohne Gasspeicherung **nicht** berücksichtigt, d.h. unter deren Einbeziehung fielen die zusätzlichen Kosten des Elektrifizierungsszenarios noch deutlich größer aus.

¹⁷ Die Beispielrechnung basiert auf Angaben des STEAG-Großbatteriesystems, welches jeweils aus 10 Batterie-Containern und einem elften Container mit der Steuerzentrale besteht. Jeder der 10 Container hat eine Leistung von 1,5 MW und eine Kapazität von 2 MWh und misst 12,2 Meter Länge, 2,4m Breite und 2,6m Höhe. Wir berechnen außerdem einen Sicherheitsabstand von 2,4m um einen Container herum. Vgl. STEAG, abgerufen unter <https://www.steag.com/de/leistungen/grossbatterien/>.

- Energy Brainpool (2017) identifiziert Maßnahmen zur möglichst kostengünstigen Überbrückung von extremen Wetterlagen, sogenannten kalten Dunkelflauten, welche gemäß den Autoren etwa alle zwei Jahre auftreten und dazu führen, dass etwa 14 Tage kaum Ökostrom zur Verfügung steht und decken damit insbesondere die Frage der Vorhaltung für seltene Extremereignisse ab. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass diese Wetterlagen nur durch Zwischenspeicherung über Power-to-Gas kostengünstig überbrückt werden können.

3.3 Bundesregierung erkennt Notwendigkeit von PtG als Langfristspeicher an

Nicht zuletzt spiegeln sich die genannten Erkenntnisse auch in der aktuellen Positionierung des BMWi wider: Im Ergebnispapier Strom 2030¹⁸ hebt das BMWi die Bedeutung von Power-to-Gas als Langfristspeicher hervor, welche bei hohen Anteilen erneuerbaren Energien sinnvoll und notwendig werden:

„Herkömmliche Technologien wie Pumpspeicherkraftwerke und Batterien können Strom nur für wenige Stunden speichern. Zur Überbrückung einer „Dunkelflaute“ von mehreren Tagen im Winter sind sie ungeeignet. Neue Technologien wie Power-to-Gas mit Rückverstromung in Gaskraftwerken könnten als Langfristspeicher dienen, sind wegen der hohen Umwandlungsverluste allerdings extrem teuer. Ihr Einsatz ist erst bei wesentlich höheren Anteilen erneuerbarer Energien sinnvoll. Derzeit ist es deutlich günstiger, Angebot und Nachfrage großräumig über nationale und europäische Netze auszugleichen.“ (BMWi (2017), S. 19)

3.4 Fazit: Detaillierte Betrachtung dieses Szenarios für Aussage zu Gasnetzen nicht lohnend

Die vorangehenden Ausführungen zeigen, dass Power-to-Gas nach heutigem Stand langfristig zumindest als Energiespeicher benötigt werden wird. Daher ist das Ziel der vorliegenden Studie nicht, die – mittlerweile als unstrittig anzusehende – grundsätzliche Notwendigkeit von Gas als saisonalem Energiespeicher gegenüber einem „Nur Strom“-Szenario nachzuweisen. Stattdessen analysieren wir den potentiellen Beitrag, den ein Energietransport „in der Fläche“ durch Gasnetze *zusätzlich* zu der reinen Zwischenspeicherfunktion liefern kann.

Entsprechend fokussieren wir in unseren nachfolgend beschriebenen Detail-Analysen nicht auf ein „Nur Strom“-Szenario als Referenz, sondern analysieren die möglichen Vorteile, die eine Gasinfrastruktur inkl. Transport und Verteilung selbst gegenüber einem Szenario bieten kann, in dem Gas als Zwischenspeicherung zur Anwendung gelangt.

¹⁸ BMWi (2017) – Ergebnispapier Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.

4 ERGEBNIS: EINBEZIEHUNG VON GASINFRASTRUKTUR SENKT KOSTEN DER DEKARBONISIERUNG UND ERHÖHT AKZEPTANZ UND VERSORGUNGSSICHERHEIT DER ENERGIEWENDE

ZUSAMMENFASSUNG

Methodik

Für die beiden Szenarien „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ nehmen wir umfangreiche Analysen der jeweils damit verbundenen Systemkosten vor und betrachten dabei jeweils die Gesamtkosten, die

- sich beim Endverbraucher ergeben für die Vorhaltung entsprechender Endgeräte;
- auf der Ebene des Stromtransports und der Stromverteilung anfallen inkl. des jeweils notwendigen Netzausbaus;
- für die Gasnetze anfallenden Kosten (Investitionen und Betrieb sowie ggf. Rückbau); sowie
- den gesamten Bereich der Stromerzeugung und ggf. Umwandlung in Power-to-Gas Anlagen.

Das Szenario „Nur Strom“ muss aufgrund der in **Abschnitt 3** dargestellten Zusammenhänge als nicht länger relevant für eine praktische Umsetzung angesehen werden. Daher fokussieren wir uns im Folgenden insbesondere auf die Vorteile, die der Erhalt und die Nutzung einer Gasinfrastruktur in der Fläche, die auch eine direkte Nutzung von Grünem Gas beim Endverbraucher beinhaltet (Szenario „Strom und Grünes Gas“), gegenüber einem Szenario bietet, in dem Grünes Gas nur zur Zwischenspeicherung für eine spätere Rückverstromung zum Einsatz kommt (Szenario „Strom und Gasspeicher“).

Ergebnisse

In Summe zeigen sich dabei erhebliche Vorteile einer direkten Nutzung von Grünem Gas beim Endverbraucher, die wir in den folgenden Abschnitten im Detail darlegen:

- Eine Nutzung der Gasinfrastruktur für Grünes Gas, die mit keinerlei Kompromissen für die Klimaschutzziele verbunden ist, sondern im Gegenteil helfen kann, eine (nahezu) vollständige Dekarbonisierung zu erreichen (**Abschnitt 4.1**).
- Durch einen Erhalt der Gasnetze und einer direkten Nutzung von Grünem

Gas können dabei erhebliche Kosten im Energiesystem eingespart werden, so dass dieses Szenario helfen kann, die Klimaschutzziele deutlich günstiger zu erreichen als durch eine umfassende Elektrifizierung. Unsere Ergebnisse zeigen, dass die jährlichen Systemkosten um das Jahr 2050 um rund 12,0 Mrd. EUR (real in Werten 2015) unter denen im Vergleichsszenario „Strom und Gasspeicher“ liegen, bei welchem keine Gasnetze zur Versorgung von Endverbrauchern zum Einsatz kommen. Diese Einsparungen reflektieren u.a. vermiedene Investitionen in Netze und Endanwendungen von rund 268 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050 (**Abschnitt 4.2**).

- Zudem sind mit einer Nutzung der Gasinfrastruktur zahlreiche weitere, monetär nicht quantifizierte Vorteile verbunden: So kann durch den Rückgriff auf vorhandene Infrastruktur von einer deutlich höheren Akzeptanz in der Bevölkerung ausgegangen werden (**Abschnitt 4.3**). Zudem wird ein Erhalt der Gasinfrastruktur mit den umfangreichen Speichermöglichkeiten erheblich zur Versorgungssicherheit beitragen (**Abschnitt 4.4**).

4.1 Gasinfrastruktur unterstützt Grünes Gas und die Erreichung der Klimaschutzziele

Die Ergebnisse der Analysen zeigen, dass die Nutzung der Gasnetze keinesfalls mit Kompromissen bei den Klimaschutzzielen verbunden ist: Synthetisch erzeugtes „grünes Methan“ kann unmittelbar in die Netze eingespeist werden, synthetisch erzeugter „grüner Wasserstoff“ erfordert auf den Zeitraum bis 2050 betrachtet nur geringfügige Anpassungen der Gasinfrastruktur.

Dabei ist es wichtig zu verstehen, dass bei der Endnutzung von Grünem Methan zwar CO₂-Emissionen anfallen, diese Menge von CO₂ jedoch bei der Herstellung des synthetischen Gases vollständig der Umwelt entnommen wurde und die Nutzung somit insgesamt – ähnlich wie auch bei der Nutzung von Biomasse – klimaneutral ist.

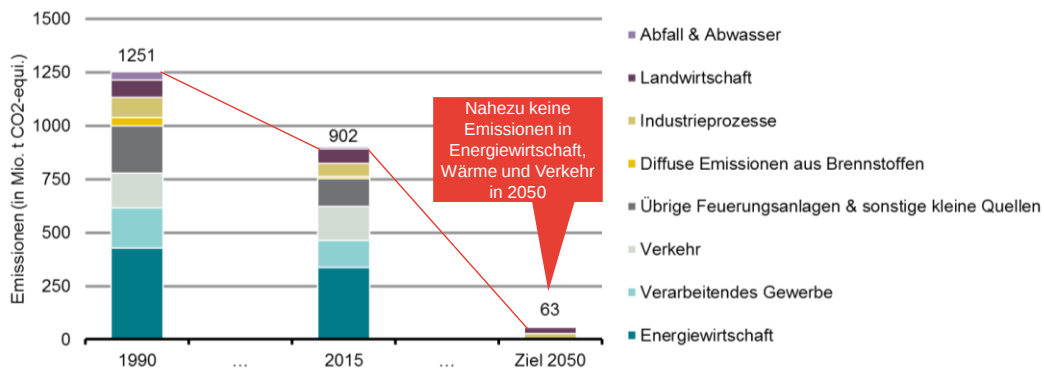
Entsprechend werden die Klimaschutzziele von 95% THG-Reduktion bis 2050 gegenüber 1990 – bzw. sogar 99% in den Sektoren Energie, Verkehr und Wärme – in beiden Szenarien gleichermaßen vollständig



Ob dem Endkunden erneuerbare Energie als Elektrizität oder als Grünes Gas bereitgestellt wird, ist für die Klimawirkung irrelevant!

erreicht, wie **Abbildung 16** erneut verdeutlicht.

Abbildung 16 Treibhausgasemissionen in Deutschland in allen Szenarien



Quelle: Frontier Economics (historische Werte auf Basis von Umweltbundesamt: Nationales Treibhausgasinventar 2017, Endstand 04/2017).

Für die Erreichung der Klimaschutzziele ist es lediglich von Bedeutung, in welcher Form die Primärenergie bereitgestellt wird – letztlich in allen betrachteten Szenarien fast ausschließlich in Form von erneuerbaren Energien. Die Form des Weitertransports, d.h. die Frage, ob dem Endkunden die Energie in Form von Elektrizität oder gasförmig als Grünes Gas bereitgestellt wird, ist für die Klimabilanz unerheblich.

4.2 Nutzung von Gasnetzen reduziert Gesamtkosten, vor allem aufgrund eingesparter Stromnetzkosten und günstigerer Endanwendungen

Insgesamt zeigt sich, dass die Weiternutzung der Gasnetze in der Fläche (Szenario „Strom und Grünes Gas“) mit deutlichen Kostenvorteilen gegenüber einer Welt ohne Nutzung der Gasnetze (Szenario „Strom und Gasspeicher“) einhergeht. Die Gesamteinsparungen der Gasnetznutzung betragen um das Jahr 2050 etwa 12,0 Mrd. EUR pro Jahr (real in Werten 2015). Diese Einsparungen reflektieren u.a. vermiedene Investitionen in Netze und Endanwendungen von rund 268 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050.

Abbildung 2 illustriert die Treiber für die Gesamtkosteneinsparungen einer Gasnetznutzung:

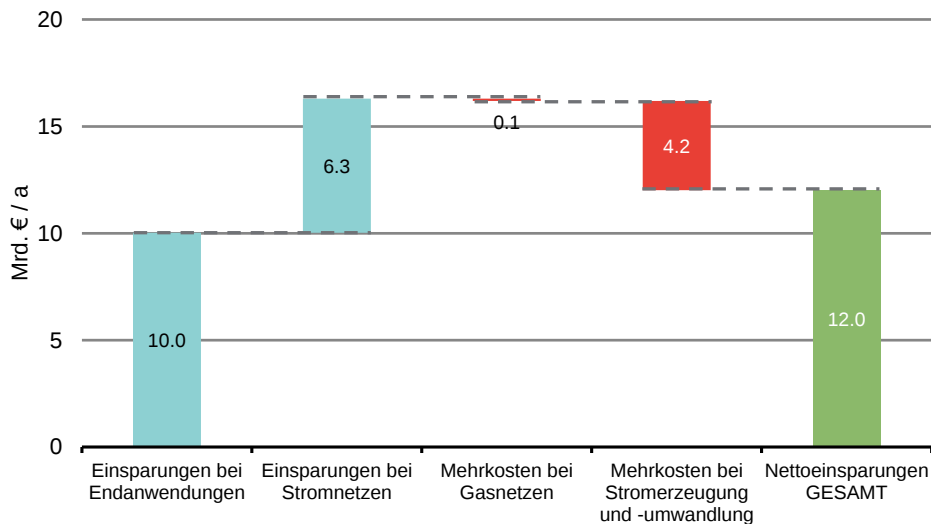
- geringere Kosten bei gasbasierten Endanwendungen (10,0 Mrd. EUR pro Jahr um 2050), vor allem im Wärmesektor (**Abschnitt 4.2.1**); sowie
- Einsparungen durch erheblich geringeren Stromnetzausbaubedarf (6,3 Mrd. EUR pro Jahr um 2050; **Abschnitt 4.2.2**).

Diese Kosteneinsparungen der jährlichen Systemkosten von 16,3 Mrd. EUR kompensieren deutlich die mit einer Nutzung von Gas in der Fläche verbundenen zusätzlichen Kosten

- für den Erhalt und die teilweise Umstellung der Gasnetze (0,1 Mrd. EUR pro Jahr um 2050 Mehrkosten gegenüber den Stilllegungskosten; **Abschnitt 4.2.3**); sowie

- für die aufgrund von Umwandlungsverlusten notwendige zusätzliche Stromerzeugung und die Power-to-Gas-Anlagen (4,2 Mrd. EUR pro Jahr um 2050; **Abschnitt 4.2.4**).

Abbildung 17 Jährliche Einsparung bei Systemkosten im Szenario „Strom und Grünes Gas“ gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (um 2050)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind Kosten pro Jahr um das Jahr 2050 in EUR₂₀₁₅

Die Methodik und Ergebnisse der Systemkostenanalyse sei nachfolgend weiter erläutert. Wir gehen hierzu entsprechend der Wertschöpfungskette vom Endverbraucher ausgehend vor (**Abbildung 18**).

Abbildung 18 Vorgehen zur Ermittlung der Systemkosten entlang der Wertschöpfungskette



4.2.1 Endanwendungen: Gas kann umfangreiche Umstellungen vermeiden und Kosten sparen

Nachfolgend

- stellen wir unser Ansatz zur Bestimmung der Kosten für Endanwendungen vor; und
- fassen die zentralen Ergebnisse zusammen.

Weitere Details zu den Analysen finden sich in ANNEX A.

Ansatz zur Bestimmung der Kosten für Endanwendungen

Ein wesentlicher Treiber für die Systemkosten sind die Endanwendungen, mit denen der Energieträger in die letztlich benötigte Nutzenergie umgewandelt wird. Da die Analysen auf die Kostendifferenz in den verschiedenen Szenarien abzielen, werden vor allem solche Endanwendungen bewertet, bei denen von signifikanten Unterschieden in den betrachteten Szenarien auszugehen ist. Daher fokussieren wir unsere Betrachtungen insbesondere auf die Felder der Endanwendung mit dem größten Endenergiebedarf (siehe **Abbildung 8** auf Seite 16):

- Raumwärme und Warmwasser;
- Bereitstellung Prozesswärme; und
- Bereitstellung von Mobilität.

Während die Bereitstellungskosten der von Endverbrauchern eingesetzten Brennstoffe (Strom bzw. PtG) im Rahmen der Strommarktmodellierung als Teil der Stromerzeugungs- und Umwandlungskosten ermittelt werden (siehe hierzu **Abschnitt 4.2.4**), bewerten wir in diesem Analyseteil die unterschiedlichen Anschaffungs- und Instandhaltungskosten der Endanwendungen.

Dabei basieren die Annahmen zu Anschaffungskosten der einzelnen Endanwendungen auf verschiedenen etablierten Studien.¹⁹ Um einen Vergleich mit den anderen Kostenpositionen z.B. der Strom- oder Gasnetze zu ermöglichen, wo teilweise deutlich andere Abschreibungszeiträume üblich sind, wurden die Kosten der Endanwendungen als Annuität basierend auf den spezifischen Lebensdauern der Anwendungen, berechnet.

Ergebnisse zu den Kosten der Endanwendungen

Im Bereich der Endanwendungen ergibt sich insgesamt eine **jährliche Kostenersparnis von 10,0 Mrd. EUR** (real in Werten 2015), wenn in den Endanwendungen im Wärme- und Verkehrssektor in 2050 teilweise auf gasbasierte statt ausschließlich auf strombasierte Technologien gesetzt wird. Insgesamt können hierdurch mindestens **Investitionen in Höhe von 155 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050** vermieden werden.

Diese Ersparnis setzt sich zusammen aus den Effekten im Wärmebereich sowie – in geringerem Maße – im Verkehrssektor:

- Im Wärmebereich zeigen unsere Analysen eine Kostenersparnis von 8,4 Mrd. EUR pro Jahr. Dies entspricht vermiedenen Investitionen im Vergleich zu einer reinen Stromnutzung im Wärmesektor von 130 Mrd. EUR bis 2050.

Haupttreiber hierfür sind die im Vergleich insbesondere zu Brennwertthermen sehr viel kapitalintensiveren Wärmepumpen. Der Vorteil von Wärmepumpen bezüglich der energetischen Effizienz schlägt sich über eine geringere energetische Nachfrage im Bereich der Stromerzeugung und Umwandlung nieder und hat daher auf die hier betrachteten Investitionskosten keine Auswirkung, sondern wird an anderer Stelle kostenreduzierend berücksichtigt (siehe hierzu **Abschnitt 2.3**).

¹⁹ Für den Wärmebereich Fraunhofer (2015a) und für den Verkehr Fraunhofer (2015b) sowie UBA (2016).

Zwar werden auch im Szenario “Strom und Grünes Gas” Wärmepumpen insbesondere im Neubaubereich genutzt, im Szenario “Strom und Gasspeicher” sind diese aber insbesondere im Gebäudebestand weiterverbreitet (da gasbasierte Endanwendungen in diesem Szenario nicht zum Einsatz kommen), sodass es bei einem Kostenunterschied zu Gunsten des Szenarios “Strom und Grünes Gas” bleibt.

- Im Verkehrssektor ergibt sich eine Ersparnis von 1,6 Mrd. EUR pro Jahr, die auf rund 25 Mrd. EUR vermiedenen Investitionen bis 2050 basieren.

Diese wird durch geringere Stückkosten von gasbasierten Fahrzeugen im Vergleich zu Elektrofahrzeugen getrieben. Effizienzvorteile, die sich durch Elektromotoren ergeben, schlagen sich in der geringeren energetischen Nachfrage wieder und werden entsprechend in der Analyse der Kosten für Stromerzeugung und Umwandlung erfasst (siehe hierzu **Abschnitt 2.3**).

4.2.2 Stromtransport: Existierende Pipelines als Alternative zum Stromnetzausbau

Nachfolgend

- stellen wir unseren Ansatz zur Bestimmung des notwendigen Stromnetzausbaus in den verschiedenen Szenarien vor;
- fassen anschließend unsere Ergebnisse in der Übersicht zusammen; und
- diskutieren im Anschluss im Detail die Erkenntnisse getrennt für Übertragungs- und Verteilnetze.

Weitere Details zu den Analysen finden sich in ANNEX B.

Ansatz zur Bestimmung des benötigten Stromnetzausbaus

Für den Stromsektor werden die Auswirkungen einer Sektorkopplung auf den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz und in den Verteilnetzen in Deutschland betrachtet.

Für das Übertragungsnetz wird anhand des aktuellen Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für Strom ein für das Jahr 2035 ausgelegtes Modell des Übertragungsnetzes erstellt.²⁰ D.h. das Stromnetz, inkl. der im NEP bis zum Jahr 2035 definierten Ausbauten, wird als Ausgangspunkt für die weitergehende Planung verwendet. Basierend auf einer Marktsimulation werden Zeitverläufe der Einspeisungen aus Kraftwerken und EE-Anlagen sowie die Stromnachfrage je Netzknoten bestimmt (Regionalisierung). Durch eine nachfolgende Simulation des Netzbetriebs im stündlichen Zeitraster werden Netzengpässe für die untersuchten Szenarien im Jahr 2050 identifiziert. Die Simulation berücksichtigt dabei die netzdienliche Nutzung von PtG-Anlagen.

Basierend auf den Simulationsergebnissen werden Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur Behebung auftretender Netzengpässe ermittelt, sodass für die betrachteten Szenarien in 2050 ein engpassfreies Netz vorliegt. Bei den Neubauten ab 2035 wird angenommen, dass neue Stromkreise als Erdkabel

²⁰ Für angrenzende Länder werden Ausbaumaßnahmen gemäß des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) 2016 unterstellt.

ausgeführt werden. Lediglich Netzverstärkungsmaßnahmen an bestehenden Stromkreisen werden weiterhin als Freileitung durchgeführt:

- **Netzverstärkung bestehender Stromkreise von 220kV auf 380kV** – Kommt es zu Überlastungen von 220kV-Stromkreisen, so werden diese durch 380kV Hochtemperaturleiterseile ersetzt.
- **Neubau von 380kV Kabeln auf bestehenden Trassen** – Bei Überlastungen von einzelnen 380kV-Stromkreisen, wird auf derselben Trasse der Ausbau einer parallelen 380kV Kabelstrecke unterstellt.
- **Einsatz von HGÜ-Verbindungen** – Ergänzend zum Einsatz von AC-Kabeln wird der Ausbau von Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen mit DC-Technologie abgebildet.

Wiederholte Simulationen von Netzbetrieb und Netzausbau stellen sicher, dass durch die ermittelten Netzausbaumaßnahmen ein für alle auslegungsrelevanten Situationen ausgebautes Übertragungsnetzmodell vorliegt. Für die Bestimmung der Kosten des Netzausbaus werden Kostensätze entsprechend der Annahmen der ÜNB im aktuellen NEP unterstellt.

In der **Verteilnetzebene** wird ein Modellierungsansatz gewählt, der sich an der BMWi-Verteilernetzstudie orientiert und auf typisierten Netzen beruht.²¹ Die in den untersuchten Szenarien getroffenen Annahmen in Bezug auf die Entwicklung der installierten EE-Kapazitäten und –Lasten, werden in auslegungsrelevante Netznutzungsfälle je Verteilnetzebene überführt. Um die Heterogenität der deutschen Verteilnetze in Bezug auf die bestehende Netzinfrastruktur und die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben zu berücksichtigen, wird der Netzausbau in einer Monte-Carlo Simulation für typisierte Verteilnetze bestimmt. Der Netzausbau wird im Modell parallel zu bestehenden Betriebsmitteln durchgeführt. Die verwendeten Kostensätze entsprechen den in der BMWi-Verteilernetzstudie genutzten Werten.

Übersicht der Ergebnisse zum Stromtransport

Sowohl in der Verteilnetzebene als auch im Übertragungsnetz führt der Energietransport über Gasnetze im Szenario „Strom und Grünes Gas“ im Gegensatz zum Szenario „Strom und Gasspeicher“ zu einer deutlichen Reduktion des notwendigen Stromnetzausbaus.

In beiden Szenarien wird davon ausgegangen, dass der im aktuellen Netzentwicklungsplan vorgesehene Netzausbau bis zum Jahr 2035 abgeschlossen wird. In beiden Szenarien bedarf es darüber hinaus weiteren Stromnetzausbau bis 2050. Allerdings reduziert die Nutzung des existierenden Gasnetzes im Szenario „Strom und Grünes Gas“ den Stromnetzausbaubedarf erheblich gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (**Abbildung 20**):

- Im Übertragungsnetz werden durch die Nutzung der Gasinfrastruktur ca. 17,800 km an auszubauenden oder zu verstärkenden Stromkreis-kilometern eingespart.

²¹ Vgl. E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014).

- In den Verteilnetzen werden durch die Nutzung der Gasinfrastruktur ca. 476.000 km in der Mittel- und Niederspannungsebene sowie ca. 33.800 km in der Hochspannungsebene an auszubauenden oder zu verstärkenden Stromkreiskilometern eingespart.

Die eingesparten Netzverstärkungen bzw. -ausbauten im Szenario „Strom und Grünes Gas“ gehen einher mit vermiedenen Investitionen in Stromnetze in Höhe von 113 Mrd. EUR bis zum Jahr 2050 (undiskontiert). Hierauf entfallen rund 38 Mrd. EUR auf das Übertragungsnetz und etwa 75 Mrd. EUR auf das Verteilnetz.

Über alle Netzebenen ergibt sich für das Szenario „Strom und Grünes Gas“ ein annuitätischer **Kostenvorteil von 6,27 Mrd. EUR pro Jahr**. Gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ sind es 1,87 Mrd. EUR pro Jahr im Übertragungsnetz und 4,4 Mrd. EUR im Verteilnetz.²²

Abbildung 19 Zentrale Ergebnisse der Analyse der Stromnetze (Stromkreislänge in km)

			Absolute Stromkreislänge		Zusätzlicher Netzausbau-bedarf im Szenario „Strom und Gas-speicher“ gegen-über „Strom und Grünes Gas“
			„Strom- mit Gas-speichern“	„Strom und Grünes Gas“	
Übertragungsnetz	HöS	35.000	79.980	62.190	17.790
	HS	95.000	154.900	121.100	33.800
	MS & NS	1,6 Mio.	2,40 Mio.	1,92 Mio.	476.000

Quelle: Recherchen und Simulationsergebnisse, IAEW

Abbildung 20 Zentrale Ergebnisse der Analyse der Stromnetze (Netzausbaukosten in Mrd. EUR pro Jahr)

		Netzausbaukosten (undiskontiert, EUR, 2015)		Zusätzliche Kosten im Szenario „Strom und Gasspeicher“ gegenüber „Strom und Grünes Gas“
		„Strom- mit Gas-speichern“	„Strom und Grünes Gas“	
Übertra-gungsnetz	HöS	4,97	3,10	1,87
	HS	3,48	1,52	
Verteilnetz	MS & NS	4,34	1,89	4,40

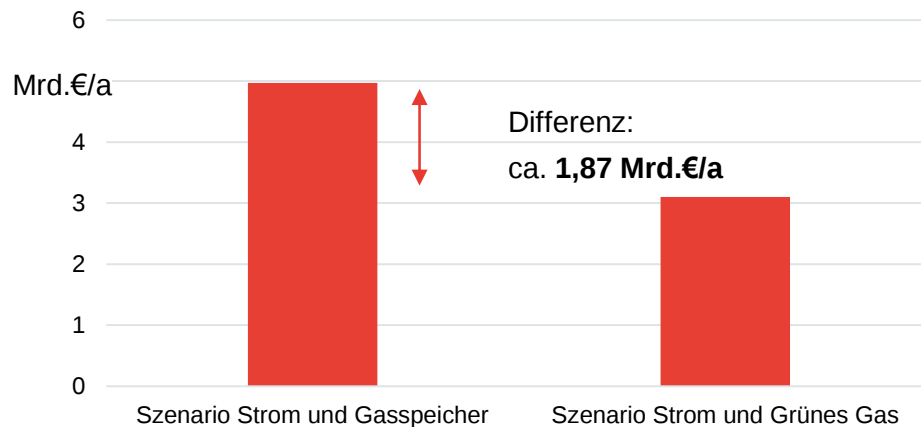
Quelle: Recherchen und Simulationsergebnisse, IAEW

²² Für die Berechnung der annuitätischen Werte wurden die im Anhang angegebenen Nutzungsdauern der jeweiligen Betriebsmittel zugrunde gelegt.

Ergebnisse auf Übertragungsnetzebene

Im **Übertragungsnetz** ergibt sich durch den von 2015 bis 2050 eingesparten Netzausbau ein annuitätischer Kostenvorteil des Szenarios „Strom und Grünes Gas“ von 1,87 Mrd. EUR/a gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ (Abbildung 21).²³

Abbildung 21 Annuitätische Netzausbaukosten im Übertragungsnetz (Netzausbau von 2015 bis 2050)



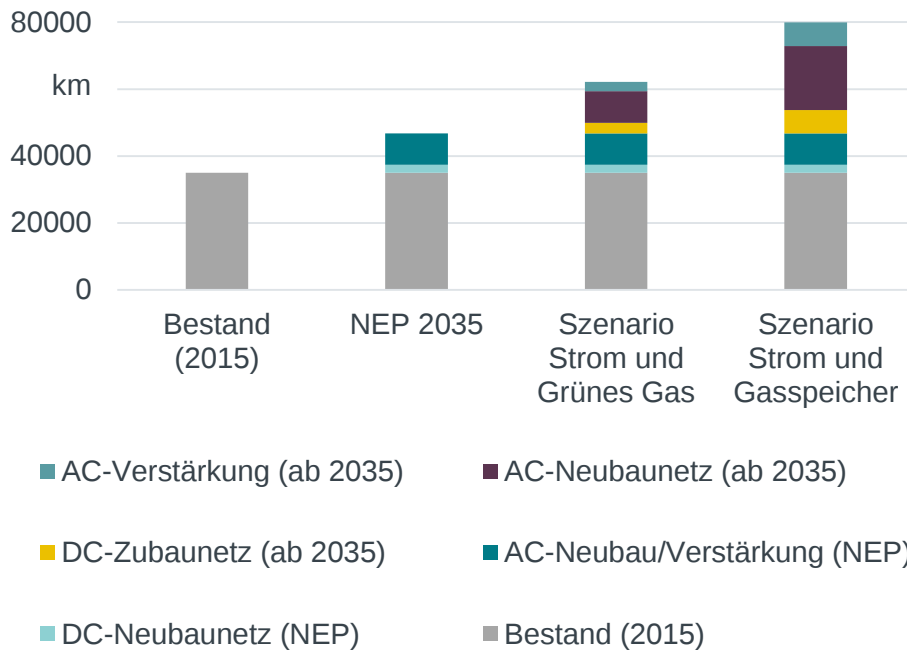
Quelle: Simulationsergebnisse IAEW

In Bezug auf die Stromkreiskilometer, die von Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen betroffen sind, ergibt sich eine Reduktion von AC- und DC-Netzzubau um insgesamt ca. 17.800 km gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“. In **Abbildung 22** sind die Stromkreislängen des aktuellen Übertragungsnetzes²⁴ sowie der zugebauten Leitungen in den Szenarien dargestellt.

²³ Eine detaillierte Aufteilung der annuitätischen Kosten und die angenommenen Nutzungsdauern der Netzbetriebsmittel können ANNEX B entnommen werden.

²⁴ Bei NEP 2035 handelt es sich um das Szenario B für 2035 im Netzentwicklungsplan des deutschen Übertragungsnetzes.

Abbildung 22 Stromkreislängen je Technologie



Quelle: Simulationsergebnisse IAEW

Der geringere Netzausbau im Szenario „Strom und Grünes Gas“ resultiert aus höheren PtG-Kapazitäten, welche sich zweierlei auf den Stromnetzausbaubedarf auswirken:

- Sie ermöglichen einen verstärkten Einsatz von PtG-Anlagen, die insbesondere in den Stunden hoher Windenergie- und PV-Einspeisung direkt den überschüssigen Strom vor Ort aufnehmen und durch ihre erzeugungsanlagennahe Positionierung netzentlastend wirken.
- Zudem stehen die marktseitig nicht genutzten PtG-Kapazitäten für einen netzdienlichen Einsatz zur Verfügung.

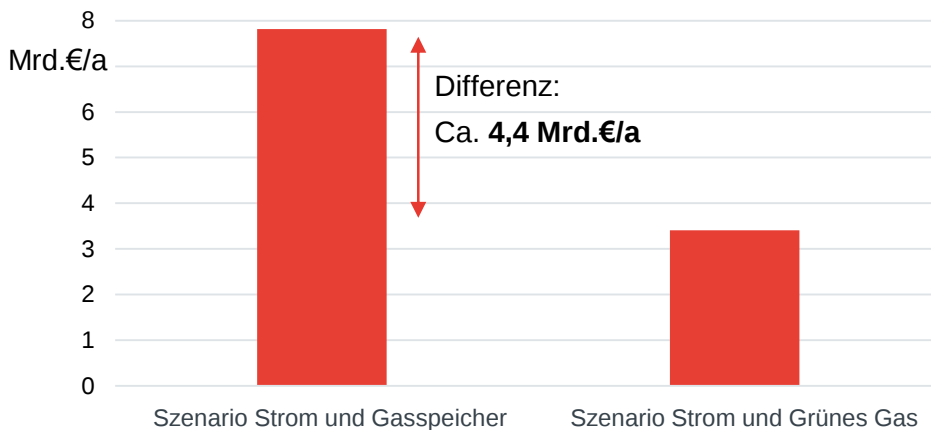
In beiden Szenarien entsteht wie auch beim Szenario „Nur Strom“ ein Stromnetzausbaubedarf im Süden Deutschlands aufgrund der hohen installierten PV-Kapazitäten und den sich dadurch ergebenden Einspeisespitzen.

Beim Szenario „Strom und Grünes Gas“ werden insbesondere Stromnetzausbaumaßnahmen durch direkte Aufnahme der Einspeisung aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen (insbesondere in Norddeutschland) und den nachfolgenden Nord-Süd-Transit über die Gasnetze reduziert.

Ergebnisse auf Verteilnetzebene

In der **Verteilnetzebene** resultiert ein annuitätischer Kostenvorteil des Szenarios „Strom und Grünes Gas“ gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ von ca. 4,4 Mrd. EUR/a (**Abbildung 23**).

Abbildung 23 Annuitätische Netzausbaukosten im Verteilnetz (Netzausbau von 2015 bis 2050)



Quelle: Simulationsergebnisse IAEW

Bezogen auf die Stromkreiskilometer, die verstärkt oder ausgebaut werden müssen, werden im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ca. 476.000 km in der Mittel- und Niederspannungsebene sowie ca. 33.800 km in der Hochspannungsebene gegenüber dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ eingespart.

Die Unterschiede ergeben sich hauptsächlich durch zwei Effekte:

- Zum einen übersteigt die maximal auftretende Stromlast von 191 GW (vor allem in Folge der direkten Elektrifizierung des Wärmesektors) im Szenario „Strom und Gasspeicher“ deutlich den Wert von 82 GW im Szenario „Strom und Grünes Gas“, welcher in der Größenordnung der heutigen Spitzenlast liegt. Dadurch entsteht im Szenario „Strom und Gasspeicher“ ein lastgetriebener Netzausbaubedarf auf der Stromseite.
- Zum anderen trägt der netzdienliche Einsatz von PtG-Anlagen in beiden Szenarien zu einer Reduktion von Einspeisespitzen und damit zu einer Reduktion des EE-getriebenen Netzausbaus auf der Stromseite bei. Aufgrund der höheren installierten PtG-Kapazitäten ist dieser Effekt vor allem im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ersichtlich.

4.2.3 Gasnetze: Erhalt der Gasnetze bei „Strom & Grünes Gas“ kostet nur wenig mehr als Rückbau im Fall ohne Netznutzung

Nachfolgend

- stellen wir unseren Ansatz zur Bestimmung der Kosteneffekte im Bereich Gasnetze in den Szenarien vor;
- fassen anschließend unsere Ergebnisse in der Übersicht zusammen; und
- diskutieren im Anschluss im Detail die Erkenntnisse getrennt für die Szenarien „Strom und Gasspeicher“ sowie „Strom und Grünes Gas“.

Weitere Details zu den Analysen finden sich in ANNEX D.

Ansatz zur Bestimmung der Kosten für die Gasinfrastruktur

In diesem Analyseschritt ermitteln wir die Auswirkungen der beiden Szenarien „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ auf die Kosten der Gasinfrastruktur. Hierzu betrachten wir:

- **Kosten für Investitionen in den Neu- und Ausbau** der Ferngas- und verteilnetze: Hierzu ermitteln wir für beide Szenarien den Bedarf an verbleibender notwendiger Gasinfrastruktur.
- **Kosten für den Erhalt, die Erneuerung und die teilweise Umstellung** der Gasnetze auf Wasserstoff: Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ bleiben die Gasnetze nahezu vollständig erhalten. Sie bedürfen jedoch teilweise einiger Anpassungen an den geringeren Energiegehalt und ein anderes Verbrennungsverhalten des Mediums Wasserstoff. Dies betrifft in erster Linie Anlagen wie Verdichter, Kraftwerke und die Messtechnik. Bei einer höheren Beimischung oder einer kompletten Umstellung auf Wasserstoff betrifft dies zudem die Anlagen der Endverbraucher, um den gewohnten Sicherheitsstandard gewährleisten zu können.
- **Kosten des teilweise vertraglich fixierten Rückbaus** nach Ende der Nutzung für die nicht mehr erforderlichen Gastransport- und -verteilnetze im Szenario „Strom und Gasspeicher“.

Letztendlich stellen wir die Ergebnisse unserer Bewertung für die von uns gewählten Szenarien in Relation zueinander und nutzen diese für die Gesamtbewertung.

Als Basis für die nachfolgenden Bewertungen dienen die Kennzahlen des Jahres 2015 zu Investitionen und Aufwand der Gasnetzbetreiber (**Abbildung 24**).

Abbildung 24 Aufwand Gasnetzbetreiber 2015 (in Mio. EUR)

	Fernleitungsnetz	Verteilnetz	Gesamt
Investitionen in Neu- und Ausbau von Netzen	341	682	1.023
Investition in Erhalt und Erneuerung von Netzen	155	431	586
Aufwand für Wartung- und Instandhaltung	366	1.203	1.569
Gesamt	862	2.316	3.178

Quelle: Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2016 S. 276 ff

Übersicht der Ergebnisse

Im Ergebnis werden die bei Nutzung der Gasnetze zusätzlichen Kosten für Erhalt und Umstellung der Netze (Szenario „Strom und Grünes Gas“) gegenüber dem ausschließlichen Betrieb von Stromverteilnetzen inkl. des Restaufwands für die verbleibenden Gastransitnetze durch die im Fall eines Auslaufens der Gasnetznutzung anfallenden Rückbaukosten (Szenario „Strom und Gasspeicher“) weitgehend kompensiert.

In Summe entstehen im Szenario „Strom und Grünes Gas“ durch den Weiterbetrieb der Gasnetze jährliche Kosten von 111 Mio. Euro gegenüber dem

Szenario „Strom und Gasspeicher“ (**Abbildung 25**). Dem stehen jedoch – wie in **Abschnitt 4.2.2** hergeleitet – Kosteneinsparungen durch vermiedenen Stromnetzausbau von jährlich 3,9 Mrd. Euro gegenüber (Szenario „Strom und Grünes Gas im Vergleich zu „Strom und Gasspeicher“). Die Gegenüberstellung von geringfügigen Mehrkosten für den Erhalt der Gasnetze und erheblichen Einsparungen bei Stromnetzausbaukosten reflektiert den infrastrukturellen Kostenvorteil einer Weiternutzung der Gasnetze.

Abbildung 25 Vergleich der Kosten im Gasnetz (für das Jahr 2050)

(in Mio. EUR p.a.)	Szenario „Strom mit Gasspeicher“	Szenario „Strom & Grünes Gas“	Kostendifferenz
Investitionen in Ausbau und Erneuerung der Netze	163	1.182	-1.018
Aufwand für Wartung und Instandhaltung	303	1.568	-1.265
Aufwand für Rückbau und Sicherung	2.173	0	2.173
Gesamt	2.639	2.750	-111

Quelle: FourManagement

Die Ergebnisse der Gasnetzkosten werden nachfolgend weiter erläutert.

Die Herleitung der o.g. Ansätze erfolgt auf Basis der Investitionskosten und des Aufwandes für die Wartung und Instandhaltung der deutschen Gasnetzbetreiber für das knapp 500.000 km lange Gastransport- und -verteilnetz sowie des Rückbaus ggf. nicht mehr erforderlicher Gasinfrastruktur (auf Basis der Kennzahlen des Jahres 2015). Die Herleitung wird in Annex D detailliert beschrieben.

Auswirkungen auf das Gasnetz im Szenario „Strom und Gasspeicher“

In dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ wird annahmegemäß nahezu die gesamte bisher von der Gaswirtschaft erbrachte Leistung in der Energieversorgung durch Strom ersetzt.²⁵

Da die deutsche Gasfernleitungsinfrastruktur das Rückgrat der europäischen Gasversorgung bildet und die auch 2050 noch vorhandenen außer-europäischen Produktionsquellen mit den Verbrauchern in West, Süd- und Osteuropa verbindet, wird auch in diesem Szenario eine Restinfrastruktur der Transportnetze („Transitleitungen“) erhalten bleiben. Maßgebliche Teile des deutschen Ferngasleitungssystem²⁶ (ca. 11.000 km) sind integraler Bestandteil der europäischen Transportnetzstruktur und werden annahmegemäß in beiden Szenarien weiter genutzt.

²⁵ Bei Prozessen, in denen der Einsatz von Kohlenwasserstoffen für die stoffliche Verwertung oder für die Produktion nicht ersetzbar ist, wird von einer lokalen regenerativen Erzeugung dieser Einsatzstoffe ausgegangen. Die hierfür notwendige Infrastruktur ist dann von den Betreibern der Industrieanlagen zu errichten und zu betreiben. Die hierfür anfallenden Kosten sind daher nicht Teil der Kostenbetrachtung.

²⁶ Auf Basis der Gasnetz Karte Transparency der ENTSOG, <https://transparency.entsog.eu/>.

Abgesehen von den Transitleitungen und den Leitungen zwischen Gasspeichern und/oder Power-to-Gas Anlagen, werden im Szenario „Strom und Gasspeicher“ weite Teile des Gasnetzes keine Verwendung mehr finden. Diese Leitungen müssen aufgrund der zwischen den Gasnetzbetreibern und den Grundstückseigentümern abgeschlossenen Wegerechtsverträgen auf Aufforderung des Grundstückseigentümers entweder zurückgebaut oder zumindest bei einer dauerhaften Außerbetriebnahme der Leitungen so gesichert werden, dass von diesen Leitungen und Anlagen dauerhaft keine Gefährdung für die Allgemeinheit mehr ausgehen kann. Dementsprechend fallen hierfür Rückbaukosten für die Gasnetze (vgl. Annex D.1) an:

- Für den Rückbau bzw. die Sicherung von Leitungen im Fernleitungsnetz (ca. 22.500 km) können Rückbaukosten von insgesamt 3,1 Mrd. EUR²⁷ angenommen werden.
- Für die Verteilnetzbetreiber, deren Wegerechte für Leitungen in der Regel über die mit den Gemeinden abgeschlossenen Konzessionsverträgen abgesichert sind, fallen je nach vertraglicher Grundlage und Anforderung der Städte und Gemeinden zwischen 20 und 150 Mrd. EUR²⁸ Rückbaukosten für die Sicherung der nicht mehr zu nutzenden 480.000 km Verteilnetzleitungen an. Für unsere Berechnungen wählen wir einen konservativen Ansatz und kalkulieren entsprechend mit dem unteren Grenzwert der Bandbreite, d.h. mit einmalig 20 Mrd. EUR. Da eine Außerbetriebnahme von Netzen erst nach Umstellung aller an diese Netze angeschlossenen Kunden erfolgen kann, rechnen wir erst ab 2035 mit diesem hohen Aufwand der Netzbetreiber für Sicherung und Rückbau der Leitungen.

In Summe gehen wir auf Basis der konservativ geschätzten Gesamtkosten von einem annuitätischen Aufwand von insgesamt ca. 2,17 Mrd. EUR/a zur sicheren Außerbetriebnahme und ggf. Rückbau der Infrastruktur in den Jahren 2035-2050 für die weitere Kalkulation aus.

Für die Ermittlung der Investitionskosten gehen wir im Szenario „Strom und Gasspeicher“ davon aus, dass die Investitionen in die Gasnetze deutlich zurückgehen werden. Ein Ausbau der Ferngasnetze findet nur noch an sehr ausgewählten Punkten (z.B. Anbindungen von Speichern und PtG Anlagen) statt. Die Gesamtinvestition für Neubau, Ausbau und Erhalt der Netze werden nur noch in dem Maße anfallen, wie ein Resttransportnetz erforderlich bleibt. Die Investitionen für den Neu- und Ausbau, sowie für den Erhalt der Verteilnetze werden komplett zurückgenommen. Entsprechend sinken die jährlichen Investitionskosten auf 163 Mio. EUR in 2050 (gegenüber 1,61 Mrd. EUR in 2015).

Für die Wartung und Instandhaltung der Fernleitungsnetze erwarten wir, bei einer Reduzierung der zu wartenden Netzlänge um 2/3, eine Kostenreduzierung von ca. 50%. Im Verteilnetz verbleiben Kosten für die Betreuung und Sicherung der stillgelegten Verteilnetze in Höhe von 10% der Wartungskosten 2015. Insgesamt beträgt der jährliche Aufwand für Wartung und Instandhaltung somit nur noch rund 300 Mio. EUR in 2050 (gegenüber 1,57 Mrd. EUR in 2015).

²⁷ Einmalige Kosten auf Kostenbasis 2015.

²⁸ Einmalige Kosten auf Kostenbasis 2015.

Auswirkungen auf das Gasnetz im Szenario „Strom und Grünes Gas“

Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ können die bestehenden Gasnetze weitestgehend weiterverwendet werden. Die bisher auf Erdgas ausgelegten Gasnetze können mit vertretbarem Aufwand auf den Transport von „grünen Gasen“ umgerüstet werden. Hierzu verfügt die Gaswirtschaft über langjährige Erfahrungen aus dem Betrieb stark wasserstoffhaltiger Stadtgasnetze bis zu deren vollständiger Umstellung auf Erdgas Ende der 1990er Jahre. Auch die für die aktuell in der Umsetzung befindliche Gasqualitätsumstellung von niederkalorischem Gas (L-Gas) auf höherkalorisches Gas (H-Gas) belegt die Machbarkeit derartiger Qualitätsumstellungen.

Ein weiterer Ausbau der Gasnetze in der Fläche wird durch die Annahmen des Szenarios (Neuerschließungen im Wärmemarkt vor allem über Wärmepumpenlösungen) nicht mehr erforderlich. Stattdessen werden Anpassungen an den bisher auf Erdgas ausgelegten Netzen auf wasserstoffhaltiges Gas in vergleichbarer Größenordnung erforderlich.²⁹

Das deutsche Gasnetz ist historisch auf verschiedene Gasqualitäten ausgelegt worden und verfügt in weiten Teilbereichen über parallele Leitungen (u.a. Loopleitungen). Diese könnten zukünftig entkoppelt und für die Verwendung von unterschiedlichen Medien verwendet werden. Somit kann ein separates Wasserstoffnetz kostengünstig aus dem bestehenden Leitungssystem durch die Verwendung vorhandener redundanter Leitungen zur Versorgung von Industriekunden und Kraftwerken genutzt werden. Auf eine kostenaufwändige Umstellung aller Haushaltskunden auf Wasserstoff kann somit weitgehend verzichtet werden.

4.2.4 Stromerzeugung & Umwandlung: Leicht höhere Kosten aufgrund PtG-Umwandlungsverluste, jedoch überwiegend kompensiert durch bessere Auslastung der Erneuerbaren

Nachfolgend

- stellen wir unseren Analyse-Ansatz der Nutzung eines europäischen Strommarktmodells zur Ermittlung der erforderlichen Stromerzeugung vor; und
- legen die Ergebnisse dar.

Weitere Details zu den Analysen finden sich in ANNEX E.

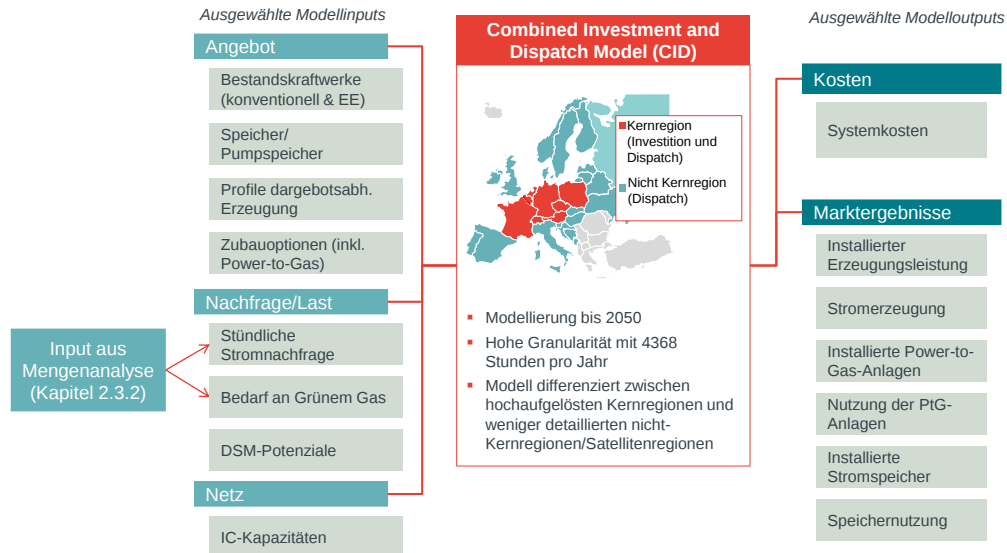
Europäische Strommarktmodellierung als Kern der Analyse

Die Analysen im Bereich der Stromerzeugung und Umwandlung erfolgen auf Basis einer europäischen Strommarktmodellierung (**Abbildung 26**). Für die Szenarien „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ führt das Modell jeweils eine endogene Optimierung der Investitions- und Einsatzentscheidungen von Kraftwerken in der Modellregion bis 2050 durch.

²⁹ Schwerpunktmäßig sind die vorhandenen Verdichteranlagen an die durch den geringeren Energiegehalt von Wasserstoff oder wasserstoffhaltigen Gasen höheren Verdichterleistungen und die veränderten thermischen Eigenschaften anzupassen sowie die Messtechnik für die Abrechnung zu adjustieren.

Zentrale Zielgröße des Modells ist die Deckung der stündlichen Stromnachfrage zu minimalen Kosten unter Berücksichtigung der Klimaschutzziele in Deutschland und dem europäischen Ausland.³⁰ Weitere Details zu den im Rahmen der Strommarktmodellierung getroffenen Annahmen können in ANNEX E gefunden werden.

Abbildung 26 Übersicht über Modelllogik



Quelle: Frontier Economics

Gasnachfrage und optimierte Investition in Power-to-Gas Anlagen

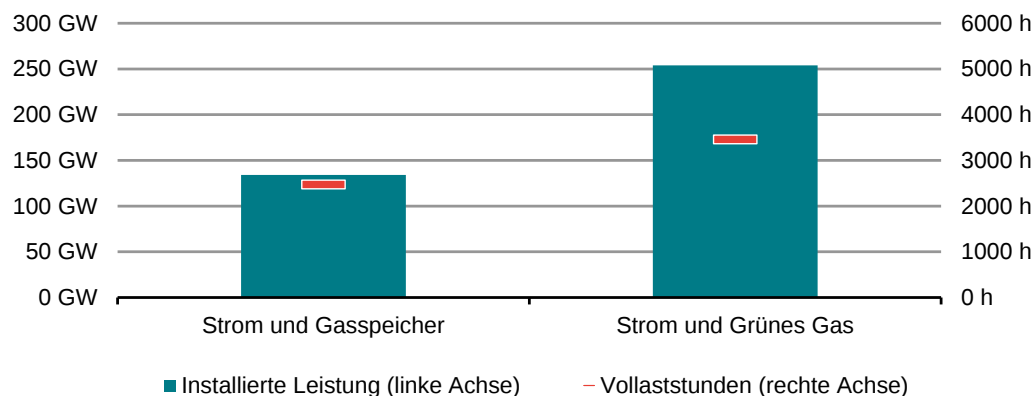
Neben der Stromnachfrage hat das Modell auch eine Nachfrage nach Grünem Gas zu decken. Diese ergibt sich aus

- der modellexogenen Nachfrage nach Grünem Gas aus Wärmeanwendungen, Mobilität und Industrie (0 TWh im Szenario „Strom und Gasspeicher“, 645 TWh im Szenario „Strom und Grünes Gas“); und
- der modellendogenen Nachfrage nach Grünem Gas zur Rückverstromung.

Zur Deckung der Gasnachfrage müssen innerhalb des Modells entsprechend Power-to-Gas Anlagen zugebaut und eingesetzt werden. Bau und Einsatz der PtG-Anlagen wird dabei modellendogen optimiert. Stromseitig findet zudem das ganze Portfolio aus (erneuerbaren) Erzeugungsanlagen, (Rück-)Verstromung von Gas durch Kraftwerke, Stromspeicheroptionen (Pump- und Batteriespeicher) sowie Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung Berücksichtigung, die jeweils unter Optimierungsgesichtspunkten kombiniert werden.

³⁰ 99% Emissionsreduktion in der Stromerzeugung in Deutschland und 80% Emissionsreduktion im europäischen Ausland.

Abbildung 27 Benötigte Power-to-Gas Anlagen und Auslastung im Jahr 2050



Quelle: Frontier Economics

Ergebnisse: Systemkosten im Vergleich der Szenarien

Zentrales Ergebnis der Strommarktmodellierung sind die Systemkosten für die Erzeugung- und Umwandlung von Strom. Die Systemkosten erfassen alle wesentlichen Kosten der Stromerzeugung- und Umwandlung:

- Investitionskosten in Stromerzeugungs- und PtG-Anlagen;
- Fixe Betriebskosten für Stromerzeugungs- und PtG-Anlagen;
- Variable Erzeugungskosten für Stromerzeugungs- und PtG-Anlagen;
- Kosten/Erlöse aus Stromimporten/-exporten; sowie
- Kosten für die Stilllegung und Reaktivierung von Kraftwerken.

Da Investitionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen und die Investitionsgüter unterschiedliche Lebensdauern haben, werden die Systemkosten als jährliche Annuität für das Jahr 2050 berechnet. Die Zahl reflektiert somit die um das Jahr 2050 anfallenden Kapital- und Betriebskosten für die Stromerzeugung und –umwandlung (in Werten 2015).

Aufgrund energetisch effizienterer Endanwendungen (insbesondere Wärmepumpen und Elektroautos) und geringeren Umwandlungsverlusten besteht ein geringerer Energiebedarf im Szenario „Strom und Gasspeicher“. Zudem entfallen laufende Kosten für die Synthetisierung von Gas (insbesondere der CO₂-Bezug). Dies resultiert in geringeren jährlichen Kosten für die Stromerzeugung und Umwandlung im Szenario „Strom und Gasspeicher“ in Höhe von 4,2 Mrd. EUR/a gegenüber dem Szenario „Strom und Grünes Gas“.

Durch die deutlich volatilere Last können im Szenario „Strom und Gasspeicher“ jedoch die Erzeugungskapazitäten nicht voll ausgelastet werden, so dass insgesamt höhere Investitionen in Erzeugungskapazitäten in diesem Szenario notwendig sind (s.u.) – so dass die Gesamtinvestitionen bis 2050 (inkl. PtG-Anlagen) in beiden Szenarien mit 478,3 Mrd. EUR („Strom und Gasspeicher“) bzw. 475,8 Mrd. EUR („Strom und Grünes Gas“) annähernd gleich groß ausfallen.

Im Detail lassen sich aus den Ergebnissen verschiedene Schlussfolgerungen ziehen:

„Strom und Gasspeicher“ nutzt Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerke zur Stromversorgung im Winter und während Dunkelflauten

Während im Szenario „Strom und Grünes Gas“ Power-to-Gas Anlagen zur Deckung der Endenergienachfrage genutzt werden, die Möglichkeit der Rückverstromung aber kaum genutzt wird, zeigt sich im Szenario „Strom und Gasspeicher“ – wie zu erwarten – genau das umgekehrte Bild.

Im Szenario „Strom und Gasspeicher“ gibt es eine starke Saisonalität in der Stromnachfrage (siehe **Abbildung 12** auf Seite 21), die in Kombination mit einer Dunkelflaute eine hohe Anforderung an die Flexibilität des Stromerzeugungssystems stellt. Zu diesem Zweck werden im Jahr 2050 über PtG-Anlagen insgesamt 243 TWh

Grünes Gas erzeugt, die in Zeiten hoher Stromnachfrage und geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien über Gaskraftwerke wieder in Strom umgewandelt werden. Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ findet dagegen kaum Rückverstromung von Gas statt, da ein erheblicher Teil des saisonalen Endenergieverbrauchs (insb. für gasbasierte Wärmeanwendungen) durch Grünes Gas versorgt wird. PtG-Anlagen sind hierbei tendenziell immer dann im Betrieb, wenn mehr Strom aus Erneuerbaren Energien produziert wird als von Endkunden nachgefragt wird. In Zeiten geringer Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien sind die PtG-Anlagen dagegen nicht in Betrieb und sorgen als flexible Lasten für eine Entlastung des Stromsystems.

„Strom und Gasspeicher“ benötigt zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Absicherung der Dunkelflaute

In beiden Szenarien sind die Anforderungen an das Energiesystem hoch und die erforderlichen Erzeugungskapazitäten von Wind und PV-Anlagen enorm: In beiden Szenarien werden über 600 GW EE-Leistung benötigt. Ein Vergleich der Erzeugungskapazitäten in beiden Szenarien zeigt, dass die erforderlichen EE-



Erzeugungs- und Umwandlungsseitig ähnlich hohe Investitionskosten in Szenarien mit und ohne Gasnetze



Die Flexibilität der PtG-Anlagen entlastet das Stromsystems

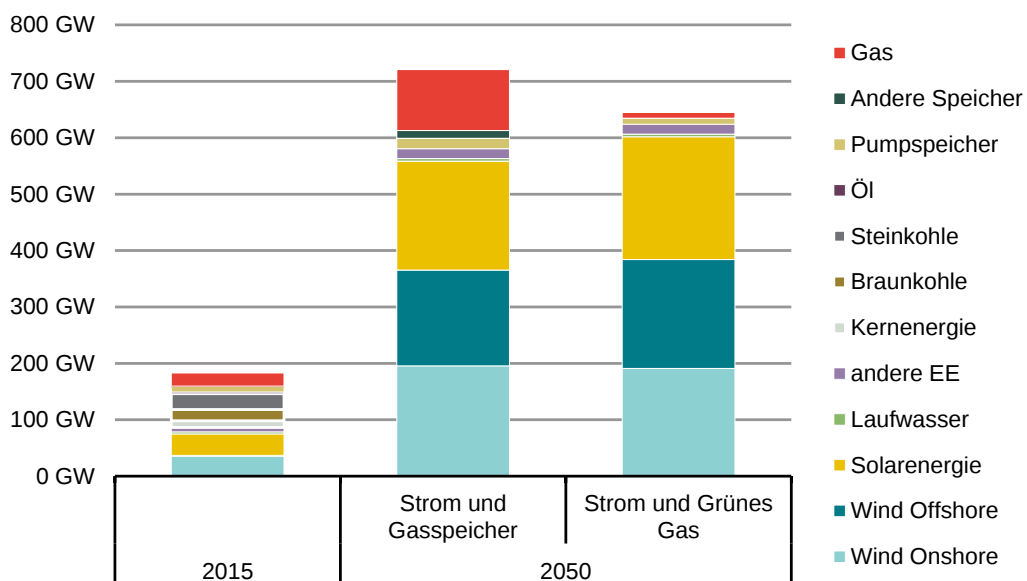
Kapazitäten in beiden Szenarien in etwa vergleichbar sind: Während im Szenario „Strom und Gasspeicher“ 5 GW (+2,5% mehr gegenüber „Strom und Grünes Gas“) mehr Wind-Onshore Anlagen gebaut werden, nutzt das „Strom und Grünes Gas“-Szenario zusätzlich 23 GW Wind Offshore (+14% mehr gegenüber „Strom und Gasspeicher“) und 25 GW Solarenergie (+13% mehr gegenüber „Strom und Gasspeicher“) Erzeugungskapazitäten, um die zusätzliche Stromnachfrage für die Power-to-Gas Anlagen zu decken.

Umgekehrt werden im Szenario „Strom und Gasspeicher“ zusätzliche 100 GW Gaskraftwerke benötigt, um die Stromversorgung durch Rückverstromung von Grünem Gas während der Dunkelflaute abzusichern. Zudem werden zusätzliche – teure – Stromspeicher erschlossen und Potentiale für Demand-Side-Response gehoben, um Flexibilität für Lastspitzen bereitzustellen. **In Summe bedarf es damit im Szenario ohne Gasnetze – trotz der Möglichkeit zur Zwischenspeicherung über PtGtP – einer deutlich höheren Stromerzeugungskapazität (Erneuerbare zuzüglich Gaskraftwerke).**



Im Szenario ohne Gasnetze bedarf es einer deutlich höheren Stromerzeugungskapazität

Abbildung 28 Erzeugungskapazitäten 2015 und 2050 je Szenario



Quelle: Frontier Economics

Geringere Kapazitätsvorhaltung im Szenario „Strom und Grünes Gas“ kompensiert zusätzliche Erzeugungskosten für PtG nicht vollständig

Im Vergleich der jährlichen Systemkosten beider Systeme für das Jahr 2050 zeigt sich, dass im Szenario „Strom und Grünes Gas“ zwar geringere Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden müssen, dies den Kostennachteil eines aufgrund der Umwandlungsverluste insgesamt höheren Strombedarfs jedoch nicht vollständig kompensiert.

Der Betrieb der PtG-Anlagen geht aufgrund der Methanisierung und der damit anfallenden Kosten für CO₂ mit vergleichsweise hohen variablen Betriebskosten einher.

Per Saldo sind – isoliert betrachtet – die Systemkosten des Stromerzeugungssystems im Szenario „Strom und Gasspeicher“ geringer als im Szenario „Strom und Grünes Gas“. Die Differenz beläuft sich auf **jährlich 4,2 Mrd. EUR** um das Jahr 2050.

Ein Grund für diesen Kostenvorteil des Szenarios ohne Gasnetznutzung ist, dass sich die Energieeffizienzvorteile einer stärkeren Elektrifizierung der Endanwendungen hier widerspiegeln. Die im Umkehrschluss hiermit verbundenen höheren Kosten für Endanwendungen (10,0 Mrd. EUR pro Jahr) sowie die Zusatzkosten aufgrund des höheren Stromnetzausbaubedarfs (6,3 Mrd. EUR pro Jahr) wurden zuvor bereits jeweils separat im Kostenblock Endanwendungen (**Kapitel 4.2.2**) bzw. Stromnetzausbau (**Kapitel 4.2.2**) ermittelt und sind für eine Betrachtung des Gesamtsystems hier gegenzurechnen.



CO₂-Bereitstellung für
Methanisierung größter
Kostentreiber für Grünes
Gas

4.3 Nutzung von Gasnetzen erhöht die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung

Über die im vorangehenden Abschnitt gezeigten rein monetären Vorteile hinaus bietet die (Weiter-)Nutzung der Gasnetze verschiedene weitere Vorteile: So ist die Akzeptanz der Bevölkerung – insbesondere beim Stromnetzausbau – eine entscheidende Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Eine Nutzung der Gasnetzen im Rahmen der Energiewende kann die Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung deutlich erhöhen.

Fehlende Akzeptanz führt bereits heute zu erheblichen Verzögerungen beim Netzausbau

Umgekehrt kann mangelnde Akzeptanz, insbesondere mit Bezug auf den dringend benötigten Stromnetzausbau, zum „Show-Stopper“ der Energiewende werden:

- Seit vielen Jahren ist ein erheblicher Ausbaubedarf des Stromübertragungsnetzes bekannt. Während der Großteil der Bevölkerung in Deutschland der Energiewende im Grundsatz sehr positiv und unterstützend gegenübersteht, führen konkrete Stromnetzausbauvorhaben wegen der optischen befürchteten gesundheitlichen und wirtschaftlichen Beeinträchtigungen insbesondere bei Freileitungen regelmäßig – und aus individueller Sicht durchaus nachvollziehbar – zu erheblichen Widerständen in den unmittelbar betroffenen Regionen.
- In der Folge kommt es bei nahezu allen größeren Stromnetzausbauvorhaben der letzten Jahre zu signifikanten Verzögerungen. Auch mehrfache Versuche

des Gesetzgebers zur Beschleunigung des Netzausbaus – unter anderem durch Verabschiedung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) in 2009 und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) in 2011 – blieben bisher ohne durchschlagenden Erfolg. Die Verzögerungen beim Stromnetzausbau führen bereits heute dazu, dass die Netzbetreiber an 329 Tagen im Jahr (2016) Stromerzeugungsanlagen und –verbraucher zur Drosselung bzw. Erhöhung von Stromerzeugung und –verbrauch auffordern mussten („Redispatch“), um bestehende Netzengpässe zu überwinden. Hinzu kommen 3,7 TWh an Erneuerbaren Energien, die mangels ausreichender Stromnetze abgeregelt werden müssen („Einspeisemanagement“). Insgesamt führt dies derzeit zu 783 Millionen Euro jährlichen Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement.³¹ Die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass diese Kosten bis 2023 auf 4 Milliarden Euro steigen.³²

- Ein prominentes Beispiel mangelnder Akzeptanz von Stromnetzausbau stammt aus Bayern, wo der Widerstand der Landesregierung gegen die geplanten Gleichstromtrassen im Dezember 2015 zur Verabschiedung des „Erdkabelvorrangs“ auf Bundesebene geführt hat: Demnach sollen aus Gründen der Akzeptanz die erforderlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) künftig vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung realisiert werden. Dieser Versuch der Akzeptanzerhöhung ist kostspielig – das BMWi schätzt die zusätzlichen Kosten der geplanten Teilverkabelung der Gleichstromleitungen auf 3 bis 8 Milliarden Euro³³ und führt vor allem zu weiteren Verzögerungen, da die Planungen der Projekte teilweise deutlich zurückgeworfen wurden, ohne das bislang hierdurch zwingend die Akzeptanz vor Ort gesichert werden konnte.

Zukünftig erfordert Elektrifizierung noch höheren Netzausbau und mangelnde Akzeptanz droht „Show-Stopper“ der Energiewende zu werden

Der im Zuge der Netzentwicklungspläne in den letzten Jahren identifizierte Stromnetzausbaubedarf ergibt sich im Wesentlichen aus einer Verschiebung der Erzeugungsstruktur, beispielsweise in Folge der Stilllegung der Kernkraftwerke im Süden sowie zunehmender Leistung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands. Im Zuge einer unmittelbaren Elektrifizierung von Endanwendungen, wie Elektrofahrzeuge und strombasierte Heizungen, wird es jedoch zu zusätzlichem



Nutzung der Gasnetze reduziert Stromnetzausbau im Übertragungsnetz um 40% und im Verteilnetz um 60%

Netzausbaubedarf in erheblichem Maße kommen.

Unsere Stromnetzmodellierungen zeigen, dass eine Nutzung der Gasnetze im Szenario „Strom und Grünes Gas“ im Zeitraum von 2035 bis 2050 einen

³¹ Siehe BNetzA (2017).

³² Siehe BMWi (2016).

³³ Vgl. <http://www.zeit.de/wirtschaft/2015-10/energiewende-erdkabel-bundeskabinett>.

Stromnetzausbau im Umfang von 17.800 km im Übertragungsnetz (gegenüber 35.000 km heutiger Stromkreislänge inkl. der Umsetzung aller Maßnahmen im NEP Strom, welche in beiden Szenarien als umzusetzen angenommen werden) und über 500.000 km im Verteilnetz (gegenüber 1,7 Mio. km heutiger Stromkreislänge) vermeiden könnte.

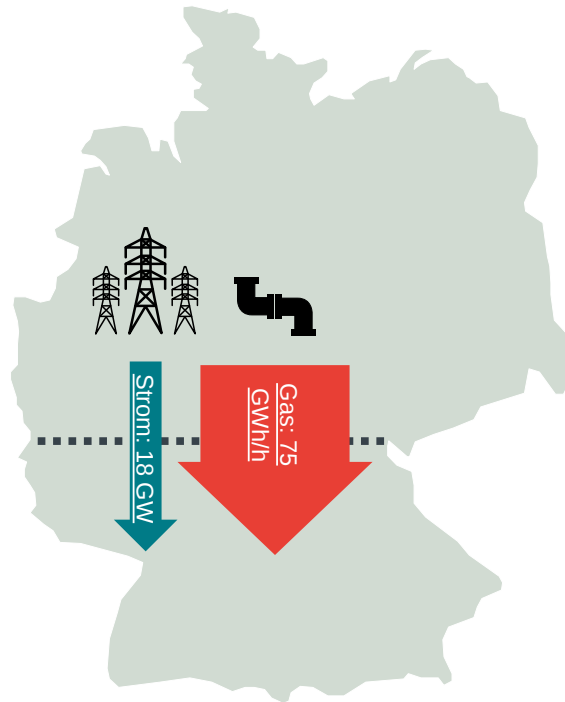
Gasinfrastruktur liegt bereits im Boden und kann ohne Akzeptanzprobleme zum Transport großer Energiemengen genutzt werden

Im Gegensatz hierzu besteht die zur Versorgung des Wärme- und Industriebedarfs erforderliche flächendeckende Gasinfrastruktur bereits: Sowohl Ferngas- als auch Verteilnetze sind unterirdisch verlegt und derart dimensioniert, dass im Zusammenspiel mit den großen Gasspeichervolumina eine Versorgung des heutigen Gasbedarfs wie auch des prognostizierten Bedarfs nach Grünem Gas in 2050 selbst bei extremen Wetterlagen gedeckt werden kann.

Abbildung 29 verdeutlicht, dass bereits heute in der zukünftig besonders kritischen Nord-Süd-Transportrichtung das Ferngasnetz mehr als die vierfache Leistung gegenüber dem Strom-Übertragungsnetz bietet.

Bei einem auf Stromtransport basierten Energiesystem gemäß Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ würde man also auf die Nutzung der bereits bestehenden, leistungsfähigen und in der Bevölkerung akzeptierten Gasinfrastruktur verzichten bzw. diese sogar zum Teil physisch zurückbauen. Stattdessen müsste man die in der Bevölkerung wenig akzeptierten Stromnetze in erheblichem Ausmaß ausbauen, was sich mit Bezug auf die lokalen Widerstände in den betroffenen Regionen als zunehmend schwer realisierbar herausstellen könnte.

Abbildung 29 Vergleich der heute existierenden Nord-Süd-Transportkapazitäten bei Strom und Gas



Quelle: Frontier Economics

Gasinfrastruktur bietet zudem Akzeptanzvorteile bei Endanwendungen

Zwar ist die Akzeptanzproblematik auf der Netzebene besonders offensichtlich, aber es darf nicht übersehen werden, dass auch auf der Anwendungsebene die Energiewende auf eine hohe Kooperationsbereitschaft der Kunden angewiesen ist. Nicht zuletzt der schleppende Erfolg der Elektromobilität oder bei der Heizungsmodernisierung verdeutlicht, dass die Hürden für Endkunden, gewohnte Nutzungsformen aufzugeben und vermeintlich bewährte Endgeräte auszutauschen nicht unterschätzt werden sollte. Zumal hiermit auch oft hohe Investitionskosten verbunden sind. Zudem sind im Bestand gewisse Lösungen gar nicht nutzbar – so erfordert der Einbau einer Wärmepumpe in Bestandsgebäuden oft eine umfangreiche Vollsanierung, um das Heizungssystem auf die für einen effizienten Betrieb notwendigen niedrigen Vorlauftemperaturen umstellen zu können.



Grünes Gas kann im Wärmesektor unmittelbaren Einstieg in Dekarbonisierung ermöglichen ohne Austausch von Endgeräten

werden sollte. Zumal hiermit auch oft hohe Investitionskosten verbunden sind. Zudem sind im Bestand gewisse Lösungen gar nicht nutzbar – so erfordert der Einbau einer Wärmepumpe in Bestandsgebäuden oft eine umfangreiche Vollsanierung, um das Heizungssystem auf die für einen effizienten Betrieb notwendigen niedrigen Vorlauftemperaturen umstellen zu können.

Eine fehlende breite Akzeptanz für derartige Maßnahmen könnte jedoch für die Energiewende ebenso wie beim Netzausbau zum „Show-Stopper“ werden. Auch hier kann die Nutzung von Grünem Gas helfen, da dies erlaubt, beispielsweise im Wärmebereich auf Basis etablierter Technologien wie Brennwertheizungen

unmittelbar in die Dekarbonisierung einzusteigen – teilweise sogar auf Basis von Bestandsgeräten, d.h. ohne notwendigen Austausch.³⁴

4.4 Nutzung der Gasinfrastruktur trägt zur Versorgungssicherheit des Energiesystems bei

Neben den vorangehend dargestellten Akzeptanzvorteilen liegt ein entscheidender zusätzlicher Vorteil einer Gasinfrastruktur zudem in ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit. Dieser leitet sich unmittelbar aus der hohen Energiedichte von Gas ab und ermöglicht

- eine effiziente Speicherung; sowie
- hohe Transportleistungen auch über weite (bis hin zu globalen) Distanzen.

Möglichkeiten zur Speicherung von Gas übersteigen die von Strom um ein Vielfaches

Der Erhalt der Gasinfrastruktur mit seinen Gasspeichern ermöglicht es, Energie mit einer hohen Dichte zu speichern. Dies erhöht die Speicherpotenziale signifikant und ermöglicht so auch die saisonale Speicherung von Energie. So haben bereits die heute existierenden Gasspeicher in Deutschland ein Speichervolumen von etwa 260 TWh (dies entspricht mehr als 30% der jährlichen Gasnachfrage). Im Vergleich dazu beträgt das Speichervolumen von allen deutschen Pumpspeichern im Stromsystem nur etwa 0,04 TWh.³⁵ Die Speicherkapazität deutscher Pumpspeicherkraftwerke heute reicht aus um die durchschnittliche Stromnachfrage 41 Minuten lang zu bedienen.³⁶ Siehe hierzu auch **Abschnitt 3**.

Gasinfrastruktur bietet hohe Option für Importe

Hieraus ergibt sich für die deutsche Energieversorgung die Option nicht den kompletten Energiebedarf in Deutschland zu produzieren, sondern bestehende leistungsfähige Netz von Importpipelines zu nutzen, um günstigere Energiequellen aus dem Ausland zu nutzen oder Überschüsse zu exportieren. Zusätzlich kann die Gasinfrastruktur auch genutzt werden um die Energieversorgung in kritischen Stunden über Importe sicherzustellen.

Diese Möglichkeit ist in unseren zuvor dargestellten Berechnungen nicht berücksichtigt. Dort wurde vereinfachend unterstellt, dass der zur Versorgung des Endverbrauchs erforderliche Gasbedarf vollständig durch Grünes Gas in Deutschland hergestellt werden muss.

³⁴ Im Zuge der Berechnungen der Endanwendungskosten in **Abschnitt 4.2.1** wurde jedoch konservativ angenommen, dass zwischen heute und 2050 jedes Endgerät – also z.B. auch bestehende Gasbrennwertthermen – (mindestens) einmal ausgetauscht werden muss. Der Vorteil, bei Nutzung von Grünem Gas (insb. Methan) teilweise auf bestehende Endgeräte zurückgreifen zu können, wurde im Rahmen dieser langfristperspektivischen Analyse entsprechend nicht berücksichtigt.

³⁵ Gasspeichervolumen gemäß Gas Infrastructure Europe, Speicherkapazität von Pumpspeichern entsprechend Deutscher Bundestag (2017), S. 8.

³⁶ Ausgehend von einer jährlichen Stromnachfrage von 521 TWh.

Die Möglichkeit des Imports und Exports stellt daher eine zusätzliche, in den Berechnungen der Systemkosten in **Abschnitt 4.2** noch gar nicht berücksichtigte Option zur Erhöhung der Versorgungssicherheit (und Reduktion der Systemkosten) dar.

Gerade im Hinblick auf die internationalen Klimaschutzziele, die hohe Energiedichte sowie die etablierten internationalen und teilweise globalen Transportinfrastruktur (Pipeline / LNG Versorgungsketten), ist davon auszugehen, dass sich für CO₂-neutrale Gase (und Kraftstoffe) langfristig ein globaler Markt bilden wird.

Dies würde es Deutschland ermöglichen, von den deutlich niedrigeren Erzeugungskosten für erneuerbare Energien in anderen Ländern (z.B. im wasserreichen Skandinavien) zu profitieren und über eine Diversifizierung der Energiequellen die Versorgungssicherheit zu stärken.



Nutzung von Grünem Gas
kann zu Diversifizierung
der Energiequellen
beitragen

LITERATURVERZEICHNIS

- **AG Energiebilanzen e.V. (2016).** Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015.
- **AG Energiebilanzen e.V. (2017).** Energiebilanz 2015.
- **BNetzA (2017).** Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.
- **BMWi (2016).** Schriftliche Fragen an die Bundesregierung im Monat Mai 2016 - Frage Nr. 288. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2016/5-288.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- **BMWi (2017).** Ergebnispapier Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.
- **Caldera et al. (2016).** Integration of reverse osmosis seawater desalination in the power sector, based on PV and wind energy, for the Kingdom of Saudi Arabia. In: Proceedings of the 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, June 20-24, Munich, Germany.
- **Deutscher Bundestag (2017).** Sachstand WD 8 - 3000 - 083/16 Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016.
- **E-Bridge. IAEW. OFFIS (2014).** Moderne Verteilernetze für Deutschland („BMWi-Verteilernetzstudie“). Studie im Auftrag des BMWi.
- **Enea Consulting (2016).** The Potential of Power-to-Gas.
- **Enercity. Stadtwerke Hannover AG (2015).** Demand Response - das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk.
- **Energy Brainpool (2017).** Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Studie im Auftrag der Greenpeace Energy EG.
- **Enervis (2017).** Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen. Szenarien. Kosten. Studie der Enervis energy advisors GmbH im Auftrag von DEA. EWE. Gascade. Open Grid Europe. Shell. Statoil. Thüga und VNG.
- **Europäische Kommission (2014),** Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects - Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020.
- **FENES et al. (2014).** Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- **FENES et al. (2015).** Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy .
- **Fraunhofer (2015a).** Interaktion EE-Strom. Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom. Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. gefördert durch das BMWi.

- **Fraunhofer (2015b).** Was kostet die Energiewende – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.
- **Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2008).** Standardprofile für Kunden mit Elektrostraßenfahrzeugen. aufgerufen unter <https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/316-standardlastprofile-fuer-kunden-mit-elektrostrassenfahrzeugen>.
- **Hermann, H., Emele, L., & Loreck, C. (2014).** Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie. Hg. v. Öko-Institut eV Berlin. Aufgerufen unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>.
- **KommEnergie (2017).** Temperaturabhängige Lastprofile. aufgerufen unter: <http://www.kommenergie.de/netz/lastprofilverfahren/temperaturabh-lastprofile-tlp/>.
- **LBST (2016).** Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future zero emission fuels from renewable electricity – Europe and German.
- **Öko-Institut (2014).** Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien.
- **Sterner, M., & Stadler, I. (2014).** Energiespeicher, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- **Probst, Alexander (2014).** Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze. analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Universität Stuttgart. Fakultät Informatik. Elektrotechnik und Informationstechnik und Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik.
- **UBA (2016).** Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

ANNEX A DETAILS ZUR HERLEITUNG DES ENDENERGIEBEDARFS 2050

In diesem Anhang liefern wir über die Ausführungen in **Abschnitt 2.3** hinaus weitere Details dazu, wie ausgehend von der Deutschen Energiebilanz für das Jahr 2015 die exogene Strom- und Gasnachfrage für das Jahr 2050 abgeleitet wird, die als Input für die Modellierung dient.

A.1 Herleitung der Nutzenergie im Jahr 2050

Basierend auf den Anwendungsbilanzen zur Energienachfrage 2015 in Deutschland (siehe **Abbildung 7** auf Seite 15), wurden Raumwärme im Haushalts- und Dienstleistungsbereich, industrielle Prozesswärme und Mobilität als die größten Verbrauchsgruppen identifiziert.

Wie sich der Energieverbrauch für diese Gruppen bis 2050 entwickelt unterliegt, großen Unsicherheiten, die von einer Vielzahl von wirtschaftlichen, technologischen und demographischen Faktoren bestimmt wird. Nicht zuletzt um Vergleichbarkeit mit anderen Studien herzustellen, verzichten wir auf eine ausgedehnte eigene Modellierung der Energienachfrage dieser Gruppen sondern basieren wir unsere Annahmen auf den Angaben verschiedener Studien von etablierten Institutionen.

- **Raumwärme und Warmwasser** – Die Einschätzungen zum Einsparpotenzial im Bereich der Raumwärme und Warmwasser werden anhand der Angaben von Fraunhofer (2015) abgeschätzt. Hierbei wird:
 - eine Einsparung in dem Wärmebedarf von 9% in 2050 (ggü. 2008) angenommen, die vor allem durch die Substitution alter durch neue Wohnungen und Häuser entsteht;
 - zudem wird eine 2%-ige Sanierungsrate angenommen, die zu einer Reduktion des Wärmebedarfs von 25% in 2050 ggü. 2008 führt;
 - der Einfluss des Klimawandels wird mit einberechnet, wodurch sich der Wärmebedarf um weitere 16% ggü. 2008 reduziert.

Insgesamt beläuft sich die Einsparung von 2015 bis 2050 auf 34%. Dieses Einsparpotential wird in unseren Rechnungen sowohl für Raumwärme als auch für Warmwasser in allen Sektoren zu Grunde gelegt.

- **Prozesswärme** – Die Entwicklung des Energiebedarfs für Prozesswärme wird in Anlehnung an die Studien Fraunhofer (2015) und DLR (2012) festgelegt. Fraunhofer (2015) und DLR (2012) führen selbst auch keine Bottom-up Analyse der Entwicklung des Prozesswärmebedarfs in einzelnen Industrien durch, differenzieren aber verschiedene Temperaturniveaus. Über alle Temperaturniveaus gehen die Studien von einem Rückgang der Energienachfrage für Prozesswärme um 30% von 2008 bis 2050 aus.

Entsprechend gehen wir an in dieser Studie von einer Reduktion der Nutzenergienachfrage für Industrieprozesse von 2015 bis 2050 um 25% aus.

- **Bereitstellung von Mobilität** – Basierend auf der heutigen Verkehrs- und Transportleistung, sowie der nach UBA (2016) erwarteten Verkehrs- und Transportleistung in verschiedenen Verkehrsszenarien für das Jahr 2050 schätzen wir die Endenergienachfrage für Mobilität ab. Da Verkehrs- und Transportleistung für den Schienenverkehr nicht Gegenstand der UBA (2016) Studie sind, entnehmen wir diese Fraunhofer (2015). Es zeigt sich, dass die Verkehrs- und Transportleistung insgesamt deutlich steigt.

Die hier getroffenen Annahmen sind zunächst nicht technologiespezifisch und unterscheiden sich daher nicht in den Szenarien. In allen Szenarien wird den Endverbrauchern daher unabhängig von der verwendeten Technologie die gleiche Nutzenergie, d.h. die Menge an Raumwärme, Prozesswärme, Warmwasser, Verkehrs- und Transportleistung zur Verfügung gestellt. Hierdurch ist die Vergleichbarkeit der Szenarien sichergestellt.

A.2 Ableitung der Endenergienachfrage unter Berücksichtigung Szenario-spezifischer Anwendungstechnologien

Die resultierende Endenergienachfrage und die Aufteilung auf die verschiedenen Energieträger ergeben sich letztendlich aus den Anwendungstechnologien, die in den jeweiligen Szenarien genutzt werden.

Für die beiden Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ wird angenommen, dass gasbasierte Endverbraucheranwendungen nicht zur Verfügung stehen. Stattdessen werden entweder Strom oder importierte klimaneutrale Flüssigbrennstoffe eingesetzt. Das Szenario „Strom und Grünes Gas“ sieht dagegen vor, dass ein Teil der Energie über den Energieträger Grünes Gas bereitgestellt wird und entsprechende gasbasierte Anwendungen zum Einsatz kommen.

Nachstehend erläutern wir für die Endanwendungen Raumwärme, Prozesswärme und Mobilität, welche Technologien den einzelnen Szenarien unterstellt werden:

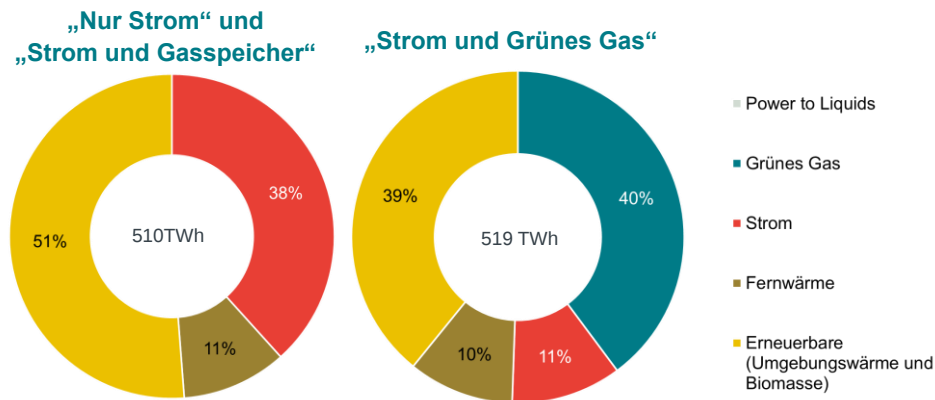
- **Wärmebereitstellung** – Die Bereitstellung von Wärme findet in beiden Szenarien zu einem signifikanten Anteil über Wärmepumpen statt. Beide Szenarien nutzen darüber hinaus im gleichen Maße Fernwärme und die direkte Verbrennung von erneuerbaren Energien wie Biomasse.

Differenzen zwischen den Szenarien ergeben sich insbesondere in dem Ausmaß, in dem Wärmepumpen eingesetzt werden und in welchem Umfang gasbasierte Technologien verwendet werden. So ist der Anteil der Wärmepumpen in den Szenarien „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ höher. Da sich Wärmepumpen nicht in allen Gebäuden im Bestand effizient installieren lassen wird angenommen, dass es in diesen Szenarien auch noch einen Anteil von Gebäuden mit einer direkten Stromheizung gibt.

Im Gegensatz dazu liegt der Anteil der Wärmepumpen im Szenario „Strom und Grünes Gas“ nicht ganz so hoch, stattdessen wird weiterhin auf bewährte gasbasierte Heiztechnologien gesetzt.

Die resultierende Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Energieträger illustriert **Abbildung 30**.

Abbildung 30 Energieträgersplit bei Raumwärme und Warmwasser in 2050



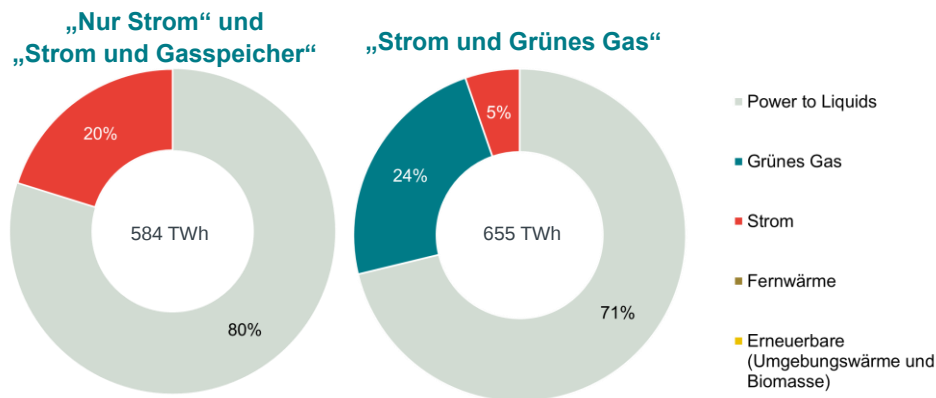
Quelle: Frontier Economics

- **Mobilität** – Im Bereich der Mobilität wird für beide Szenarien angenommen, dass der Schienenverkehr vollständig elektrifiziert wird, Flug- und Schiffverkehr mit klimaneutralen flüssigen Brennstoffen betrieben werden und 50% der Verkehrsleistung des Straßenverkehrs ebenfalls mit klimaneutralen flüssigen Brennstoffen und Verbrennungsmotoren bereitgestellt wird. Es wird angenommen, dass klimaneutrale Brennstoffe aus anderen Ländern importiert werden können und entsprechend nicht in Deutschland produziert werden müssen.

Im Bereich der Mobilität differenzieren sich die Szenarien „Nur Strom“ / „Strom und Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ daher nur hinsichtlich der Ausgestaltung des Teils des Straßenverkehrs, der nicht mit klimaneutralen Brennstoffen betrieben wird. In den Szenarien „Nur Strom“ / „Strom und Gasspeicher“ werden hierzu ausschließlich elektrische Antriebe genutzt. Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ werden Elektroantriebe ebenfalls zum Teil genutzt. Zusätzlich kommen jedoch auch Antriebe mit Gasnutzung (insbesondere Brennstoffzellen) zum Einsatz. Siehe ANNEX B.1 für weitere Informationen zum Verkehr.

Die resultierende Aufteilung des Endenergiebedarfs auf die Energieträger illustriert **Abbildung 31**.

Abbildung 31 Energieträgersplit bei Mobilität in 2050



Quelle: Frontier Economics

Auf Basis der beschriebenen Effizienzsteigerungen und den genutzten Technologien ergibt sich die Szenario-spezifische Endenergienachfrage (vgl. **Abbildung 9** auf Seite 19). Auf Grund der Unterschiede in den verwendeten Technologien und deren Wirkungsgraden unterscheidet sich die Endenergienachfrage in den Szenarien – trotz einheitlicher Nutzenergie in allen Szenarien:

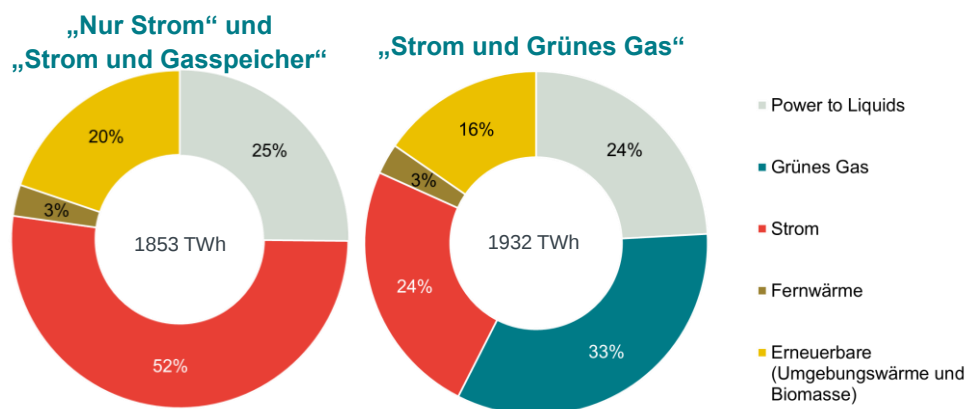
- Im Szenario „Nur Strom“ und „Strom und Gasspeicher“ ist im Jahr 2050 eine Endenergienachfrage in Höhe von 1.853 TWh zu decken.³⁷ Diese teilt sich folgendermaßen auf die verschiedenen Energieträger auf (**Abbildung 32**):
 - 3% Fernwärme die vor allem auf der Nutzung von Abwärme und Biomasse basiert;
 - 20% direkte Erneuerbare Energie, hauptsächlich aus Umgebungswärme;
 - 25% Synthetische Flüssigbrennstoffe die aus anderen Ländern importiert werden; und
 - 52% Strom.³⁸
- Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ist im Jahr 2050 eine Endenergienachfrage von Höhe von 1.932 TWh zu decken. Diese teilt sich folgendermaßen auf die verschiedenen Energieträger auf (**Abbildung 32**):
 - 3% Fernwärme die vor allem auf der Nutzung von Abwärme und Biomasse basiert;
 - 16% direkte Erneuerbare Energie, überwiegend aus Umgebungswärme;
 - 24% Synthetische Flüssigbrennstoffe die aus anderen Ländern importiert werden;
 - 24% Strom³⁹; und
 - 33% im Inland erzeugte synthetische Gase („Grünes Gas“).

³⁷ Dies ist ein Rückgang gegenüber 2015 von ca. 25% (Endenergienachfrage 2015: 8879 PJ).

³⁸ Eventuelle Umwandlungs- und Speicherverluste, die sich aus verschiedenen Speichertechnologien ergeben, sind hier noch nicht enthalten.

³⁹ Eventuelle Umwandlungs- und Speicherverluste, die sich aus verschiedenen Speichertechnologien ergeben, sind hier noch nicht enthalten.

Abbildung 32 Endenergieaufteilung 2050 in den Szenarien



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Speicher- und Umwandlungsverluste noch nicht enthalten

ANNEX B DETAILS ZUR ANALYSE DER ENDANWENDUNGSKOSTEN

In diesem Anhang liefern wir über die Ausführungen in **Abschnitt 4.2.1** hinaus weitere Details zu der Bestimmung der Szenario-spezifischen Kosten auf Endanwendungsebene.

Entsprechend der Fokussierung auf die zentralen Endanwendungen mit dem größten Energiebedarf legen wir nachfolgend die Methodik zur Bestimmung der Endanwendungskosten im Verkehrs- sowie Wärmesektor im Detail dar.

Um angesichts der unterschiedlichen Nutzungs- und Abschreibungsdauern der verschiedenen Geräte eine Vergleichbarkeit sicherzustellen, bestimmen wir neben den Gesamtinvestitionen insbesondere auch Annuitäten für das Jahr 2050 auf Basis der jeweiligen Lebensdauern der Technologien.

B.1 Verkehr

Im Verkehr kommt es lediglich im Straßenverkehr zu Kostenunterschieden zwischen den Szenarien, da für die anderen Bereiche in beiden Szenarien einheitliche Energieträger unterstellt werden. Mehrkosten des Szenarios „Strom und Gasspeicher“ belaufen sich auf jährlich 1,6 Mrd. Euro um das Jahr 2050 herum. Im Straßenverkehr unterscheiden wir zwischen Personenkraftwagen (PKW), Lastkraftwagen (LKW) und Linienbussen. Die Kosten werden berechnet aus

- der Stückzahl der jeweiligen Kraftfahrzeuge (KFZ) sowie
- den jeweiligen Stückpreisen für das jeweilige KFZ.

Für die Berechnung der Annuitäten wird für alle KFZ eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen (dies entspricht grob dem doppelten Durchschnittsalter aller am 1. Januar 2017 zugelassenen PKW von 9,3⁴⁰ Jahren).

Stückzahl der KFZ

Die Stückzahl an KFZ im Jahr 2050 wird anhand der heutigen Stückzahl an PKW, LKW und Bussen⁴¹ und der Steigerungsrate von Personenkilometern⁴² hergeleitet. Die Gesamtstückzahl steigt von heute 55,5 Mio. auf 63,3 Mio. bis 2050. Diese Gesamtstückzahl wird jeweils für PKW, LKW und Busse konsistent zur im Annex A.2 beschriebenen Aufteilung auf Energieträger auf die zugehörigen Endenergieträger heruntergebrochen (elektrisch, Gas/Wasserstoff oder flüssige klimaneutralen Brennstoffe):

- In beiden Szenarien fahren 50% der KFZ mit flüssigen klimaneutralen Brennstoffen.

⁴⁰ Vgl. Kraftfahrtbundesamt
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Fahrzeugalter/fahrzeugalter_node.html

⁴¹ Vgl. Kraftfahrtbundesamt
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/FahrzeugklassenAufbauarten/2017_b_fzkl_eckdaten_pkw_dusl.html

⁴² Vgl. UBA (2016)

- Im Szenario „Strom und Gasspeicher“ werden alle restlichen Fahrzeuge mit Strom angetrieben.
- Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ entfallen ebenfalls 20% der restlichen PKW auf E-PKW. Alle übrigen Kraftfahrzeuge werden mit Gas/Wasserstoff angetrieben.

Stückpreise der KFZ

Die Stückpreise der unterschiedlichen Technologien werden nach heutigem Informationsstand 2050 günstiger sein als heute. Wir haben die Kosten an Annahmen aus Studien angelehnt. In der folgenden Tabelle sind die von uns angenommenen Stückkosten der Kraftfahrzeuge zusammengefasst.

Abbildung 33 Endanwendungskosten im Verkehr

Fahrzeug-Kategorie	Fahrzeug	Stückkosten 2050 in EUR	Quelle
PKW	BEV	26.000	Fraunhofer 2015b
	Gas/H2-Verbrennungsmotor	24.968	UBA 2016
LKW	BEV	106.822	Fraunhofer 2015b
	H2-Brennstoffzelle	106.310	Fraunhofer 2015b
Bus	BEV	213.774	UBA 2016
	H2-Brennstoffzelle	212.881	UBA 2016

Hinweis: Als Fahrzeuge, die mit Wasserstoff betrieben werden, nehmen wir Gas/H2-Verbrennungsmotoren für PKW an und Brennstoffzellen für LKW und Linienbusse. Wir lehnen uns dabei an die Einschätzung von UBA (2016)⁴³ an, dass „die Nutzung von PtG-H2 in Brennstoffzellenfahrzeugen gerade bei niedrigen Fahrleistungen je Fahrzeug mit den höchsten Kosten verbunden ist“.

B.2 Wärmeanwendungen

Die Technologiekosten der Wärmeanwendungen unterteilen wir auf die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie, sowie auf die Anwendungen aus Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Die Kosten ergeben sich aus

- den Kosten der Technologie 2050 pro kW und
- der Leistung in kW der Technologie, die in dem jeweiligen Szenario zur Erbringung der Nutzenergie benötigt wird.

Kosten der Wärmeanwendungen in Euro pro kW

Ein Haupttreiber für die Mehrkosten des Szenarios „Strom und Gasspeicher“ sind die Anschaffungskosten der elektrischen Wärmepumpen. Da hingegen annahmegemäß die Anteile für Fernwärme, Solarthermie und Verbrennung von erneuerbaren Energien wie Holzpellets in beiden Szenarien gleich hoch sind, tragen diese nicht zum Kostenunterschied zwischen den Szenarien bei. Die relevanten Kostenannahmen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

⁴³ Vgl. UBA (2016), S. 4

Abbildung 34 Relevante Endanwendungskosten im Wärmebereich

Endanwendungen	Kosten 2050 in EUR/kW	Quellen
Stromheizungen	103	Fraunhofer 2015a
Elektrische Wärmepumpe	3.500	Fraunhofer 2015a
Mini-KWK	1.500	Fraunhofer 2015a
Gasbrennwertkessel	350	Fraunhofer 2015a
BHKW	650	Fraunhofer 2015a

In der Industrie wird zwischen Niedertemperatur (bis zu 100° Celsius) und Mittel- und Hochtemperatur (jeweils 100°-500° und >500° Celsius) unterschieden. Während in der Niedertemperatur auch Wärmepumpen, Brennwertkessel oder Stromheizungen wie Elektrodenkessel verwendet werden, gehen wir beim Großteil der Mittel- und Hochtemperaturprozesse davon aus, dass die Mehrkosten für strombasierte Prozesse maximal denen einer alternativen Versorgung der Prozesse mit dezentral durch Elektrolyse erzeugtem Gas entsprechen – für die wir (konservativ) die gleichen Kostenannahmen heranziehen wie bei der zentralen Power-to-Gas Herstellung (250 Euro/kW).

Leistung der Technologien in kW

Die Leistung der Technologien wird anhand der folgenden zwei Schritte hergeleitet:

- **Die Basis ist die sich aus den Szenarienannahmen ergebende nachgefragte Arbeit in kWh.** Dafür wird die in Annex A beschriebene Endenergienachfrage im Jahr 2050 verwendet, die für beide Szenarien bereits unter Berücksichtigung der Technologie-spezifischen Umwandlungsverluste spezifiziert, wieviel Energie in kWh für welche Technologie benötigt wird.
- **Die Herleitung der kW erfolgt unter Berücksichtigung des Lastprofils.** Im zweiten Schritt werden entsprechende Lastprofile für Stromheizungen und Wärmepumpen dafür genutzt, die jeweils benötigte Leistung für die gegebene nachgefragte Arbeit herzuleiten. Dabei entnehmen wir für die gegebenen kWh, den höchsten Peak des Lastprofils - d.h. mögliche Kapazitätsreserven sind im Sinne eines konservativen Ansatzes nicht berücksichtigt.

ANNEX C DETAILS ZUR BESTIMMUNG DER STROMNETZKOSTEN

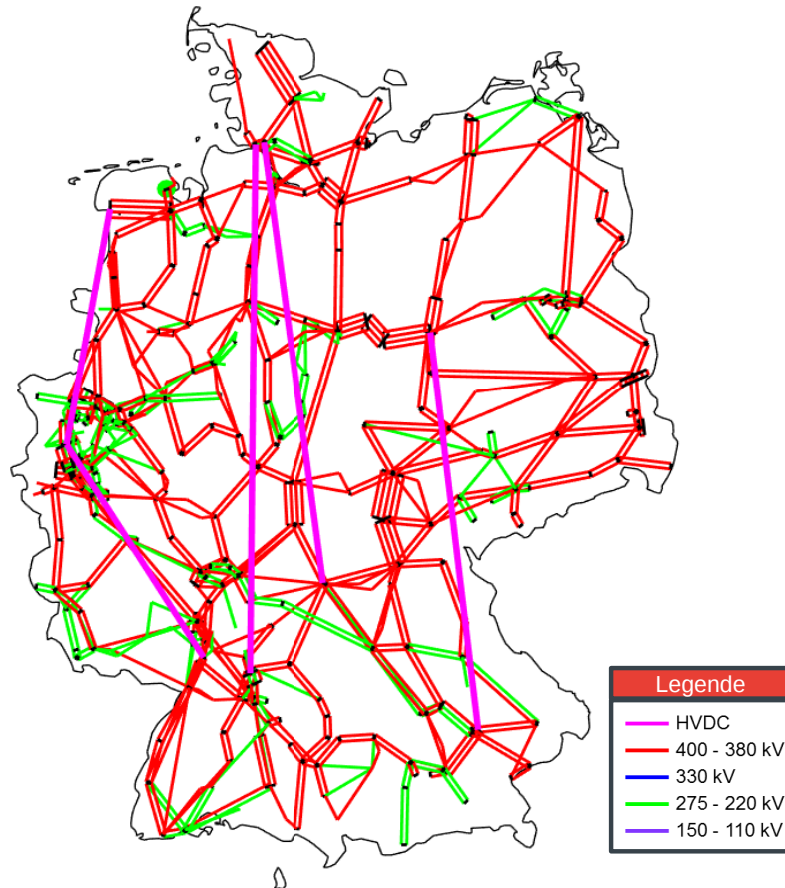
In diesem Anhang liefern wir über die Ausführungen in **Abschnitt 4.2.2** hinaus weitere Details zu der Bestimmung der Szenario-spezifischen Kosten der Stromnetze, differenziert nach Übertragungs- und Verteilnetz. Dazu beschreiben wir die jeweils zum Einsatz kommenden Ansätze und Modelle sowie die Herleitung der Ergebnisse.

C.1 Übertragungsnetzmodell

Im Rahmen der Bearbeitung dieser Studie wurde ein bestehendes Übertragungsnetzmodell genutzt und weiterentwickelt, so dass sämtliche Netzausbauprojekte aus dem Netzentwicklungsplan 2030 (NEP 2030) Szenario B berücksichtigt werden, die bis zum Jahr 2035 fertiggestellt werden sollen. Das erstellte Übertragungsnetzmodell für 2035 beinhaltet sämtliche HGÜ-Gleichstromübertragungsverbindungen, sowie AC-Netzverstärkungsmaßnahmen der 220kV- und 380kV- Spannungsebene, als auch AC-Neuzubauten der 380kV-Leitungen und Sammelschienen des Netzentwicklungsplans. Für das europäische Verbundnetz wurden die Maßnahmen des „Ten Year Network Development Plan“ 2016 (TYNDP 2016) analog eingepflegt.

Das engpassfrei geplante Übertragungsnetzmodell für 2035 bietet den Ausgangspunkt zur Quantifizierung der zusätzlichen Kosten weiterer Netzausbauprojekte, die aus den untersuchten Szenarien für das Jahr 2050 resultieren. Die Netzausbaukosten bis zum Jahr 2035 werden dem NEP 2030 entnommen.

Abbildung 35 Verwendetes Übertragungsnetzmodell für Deutschland
gemäß NEP 2030 (Szenario B)



Quelle: IAEW

Regionalisierung von Verbrauchern, Einspeisern und PtG-Anlagen

Bei der Regionalisierung werden Einspeise- und Lastzeitreihen sowie Kraftwerkseinsätze, die in der Marktsimulation marktgebietsscharf abgebildet sind, einzelnen Übertragungsnetzknotten zugeordnet, um eine geeignete Ausgangsbasis für die Netzbetriebssimulation zu erhalten. Die resultierenden stunden- und netzknotenscharfen Last-/Einspeisesituationen dienen als Eingangsdaten für die nachfolgende Netzbetriebssimulation. Die unterschiedlichen Komponenten werden wie folgt regionalisiert:

- **Last** – Verteilung auf Basis historischer Industriestandorte und mittlerer Bevölkerungsdichte je Übertragungsnetzknotten.
- **Windenergie- und Photovoltaikanlagen** – Berücksichtigung der heutigen Standorte auf Basis des Anlagenregisters der Bundesnetzagentur und Skalierung auf zukünftige Kapazität des Marktmodells.
- **Sonstige EE-Anlagen und Zeitreihen** – Verteilung sonstiger EE-Anlagen und Zeitreihen (z.B. KWK) entsprechend heutiger Standorte und Verteilungen.

- **Power-to-Gas-Anlagen** – Verteilung von Power-to-Gas-Anlagen in allen Szenarien proportional zur installierten Kapazität der On- und Offshore-WEA, um eine Entlastung des Netzes bei hoher Windeinspeisung zu ermöglichen.
- **Thermische Kraftwerke** – Grundsätzlich Zubau thermischer Kraftwerke an Standorten, an denen sich bereits zuvor Kraftwerke gleicher Primärenergie oder, wenn kein entsprechender Standort vorhanden ist, anderer Primärenergie, befanden. Dazu sind historische Kraftwerksstandorte hinterlegt. So wird sichergestellt, dass vorhandene Infrastruktur effizient genutzt werden kann. Für das Szenario „Strom mit Gasspeichern“ werden Gaskraftwerke analog zu PtG-Anlagen verteilt, da kein Gastransport sondern eine Rückverstromung am Standort unterstellt wird. Kraftwerkseinsätze werden blockscharf unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen ermittelt.

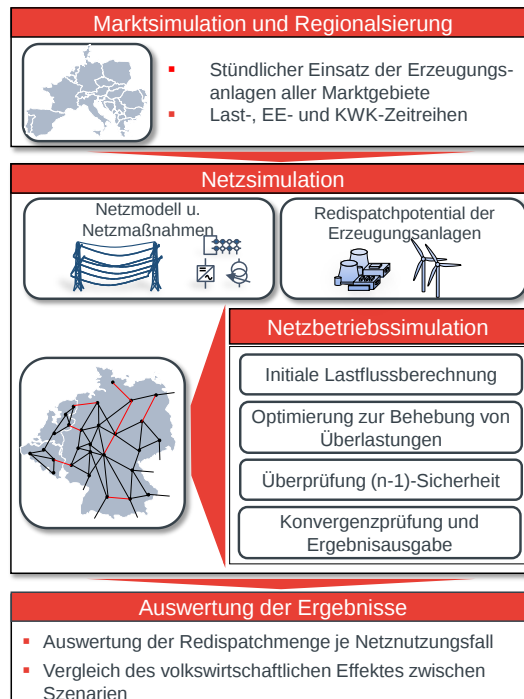
Die räumlich aufgelösten stündlichen Verläufe von Lasten und Einspeisungen je Übertragungsnetzknoten gehen als Eingangsdaten in die anschließende Netzbetriebssimulation zur Ermittlung von Netzengpässen ein.

C.2 Netzbetriebssimulation

Durch die Netzbetriebssimulation werden im stündlichen Zeitraster die Spannungs- und Stromgrenzwerte im normalen und gestörten (n-1) Übertragungsnetzbetrieb überprüft und auftretenden Grenzwertverletzungen mittels netz- und erzeugungs-/lastseitigen Freiheitsgraden behoben.

Die Bestimmung der Arbeitspunkte leistungsflusssteuernder Betriebsmittel unter Berücksichtigung der Grenzwerteinhaltung stellt mathematisch gesehen ein sogenanntes Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF)-Problem dar. Derartige Probleme umfassen eine Optimierung unter Berücksichtigung der Leistungsflussgleichungen. Die Lösung des SCOPF-Problems erfolgt durch einen sukzessiven Ansatz mit einer überlagerten Koordination der zu berücksichtigenden kritischen Ausfallsituationen. Dazu werden zunächst durch eine (n-1) Ausfallrechnung relevante Ausfallsituationen und Betriebsmittel identifiziert. Darauf aufbauend wird ein – je nach Anwendung – lineares oder quadratisches Optimierungsproblem im aktuellen Arbeitspunkt formuliert und gelöst. Dabei ist hervorzuheben, dass alle Linearisierungen stets im aktuellen Arbeitspunkt durchgeführt und nicht vorberechnet werden, so dass auch eine Anpassung der Netztopologie in Zeitreihenrechnungen problemlos möglich ist. Die Lösung des Optimierungsproblems wird in das Netzmodell übertragen und zur Kompensation der Nichtlinearitäten des Leistungsflussproblems wird der Optimierungsvorgang auf Basis einer erneuten Leistungsflussberechnung sukzessiv wiederholt. Der Ablauf der Netzbetriebssimulation ist in Abbildung 36 dargestellt.

Abbildung 36 Ablaufschema Netzbetriebssimulation



Quelle: IAEW

Als Ergebnis liefert die Netzbetriebssimulation kraftwerksscharfe Redispatchmengen, die notwendige Abregelung von EE-Anlagen sowie die Leitungsauslastungen vor- und nach durchgeführten Engpassbehebungsmaßnahmen. Diese Kenngrößen stellen wichtige Indikatoren zur Identifikation der notwendigen Netzausbauprojekte dar.

Für die Netzbetriebssimulation wurden als steuerbare Freiheitsgrade nur die Power-to-Gas Anlagen sowie die HGÜ-Verbindungen zugelassen. Engpässe, die nach der Anpassung diesen Freiheitsgraden noch verbleiben, müssen durch Netzausbau behoben werden. Insbesondere wird bei der Netzbetriebssimulation keine Abregelung der EE-Anlagen zugelassen.

C.3 Abschätzung der Netzausbaukosten auf Übertragungsnetzebene

Zur Behebung der ermittelten Netzengpässe der Netzbetriebssimulation wird eine Netzausbausimulation durchgeführt. Bei der Netzausbausimulation werden überlastete Netzbetriebsmittel über ein iteratives Verfahren verstärkt. Ausgehend von der initialen Netzbetriebssimulation werden kritische Stunden, Leitungen und Standorte identifiziert, die in der Ausbausimulation berücksichtigt werden. Beim Zubau der Übertragungskapazitäten werden die folgenden Maßnahmen berücksichtigt:

- Netzverstärkung bestehender Stromkreise von 220kV auf 380kV – Kommt es zu Überlastungen von 220kV-Stromkreisen, so werden diese durch 380kV Hochtemperaturleiterseile (HTLS) ersetzt. Entsprechende Umstellungskosten der Schaltanlagen und Transformatoren werden berücksichtigt.

- Neubau von 380kV Kabeln auf bestehenden Trassen – Kommt es zu Überlastungen von einzelnen 380kV-Stromkreisen, so wird auf der entsprechenden Trasse der Ausbau einer parallelen 380kV Kabelstrecke durchgeführt.
- Zubau von HGÜ-Gleichstromverbindungen – Alternativ zu den Verstärkungsmaßnahmen durch AC-Kabel wird der Ausbau von Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen abgebildet. Die Auswahl der Standorte für HGÜ-Terminals erfolgt über die Identifizierung der Standorte mit der größten engpassbedingten Leistungsänderung in den betrachteten Stunden.

Nach jeder Zubau-Iteration werden für die kritischen Stunden erneute Netzbetriebssimulationen durchgeführt, um die noch verbleibenden Engpässe zu identifizieren. Das Verfahren wird iterativ wiederholt, bis eines der folgenden Abbruchkriterien erreicht ist:

- Engpassfreies Netz für alle Stunden im Jahr.
- Redispatchmenge der einzelnen Stunden im Jahr liegen unter einem vordefinierten Grenzwert (z.B. 100 MWh).
- Für eine definierte Menge an kritischen Stunden unterschreitet die Summe der Redispatchmenge einen vordefinierten Grenzwert. (Für die untersuchten Szenarien wurde der Grenzwert auf 1 GWh gesetzt)

Zusätzlich ist das Verfahren beendet, wenn zwischen zwei Ausbauiterationen durch den Zubau neuer Netzbetriebsmittel die Redispatchmenge einen vordefinierten Verbesserungsgrad nicht überschreitet.

Zur Beschleunigung der Simulation und zur Vermeidung einer hohen Anzahl an zu berechnenden Netznutzungsfällen bei der Netzbetriebssimulation werden im Rahmen der Studie die 500 Stunden mit den kritischsten Netzengpässen ausgewählt und für diese Stunden der Netzausbau bestimmt. Damit ist es möglich, den Großteil an Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren. Nach Beendigung der Ausbausimulation kann durch eine anschließende Jahressimulation überprüft werden, ob ein weiterer Netzausbau in den anderen Stunden notwendig ist.

Über die Netzausbausimulation können die notwendigen Netzausbaukosten, Leitungslängen und die benötigte Betriebsmittellanzahl für die betrachteten Szenarien näherungsweise quantifiziert werden. Als konkretes Ergebnis werden die zugebauten Netzbetriebsmittel nach Art und Anzahl (HGÜ-Terminals und HGÜ-Kabelstrecken, 380kV-Kabel, 380kV-Freileitungen, 380kV-Sammelschienen sowie 220kV/380kV-Transformatoren) ausgegeben. Die verwendeten Kostensätze entsprechen den im NEP 2030 angegebenen Werten. Der Ablauf der Netzausbausimulation ist abschließend in Abbildung 39 zusammengefasst.

In Abbildung 37 werden die angenommenen Nutzungsdauern je Komponentenart aufgeführt. Die Werte entsprechen Standardannahmen aus der Stromnetzentgeltverordnung und werden für die Berechnung der annuitätischen Kosten berücksichtigt. Aufgrund fehlender Angaben über die Nutzungsdauer von HGÜ-Terminals und HGÜ-Kabel, werden für die DC-Netzbetriebsmittel die gleichen Nutzungsdauern wie auf der AC-Seite unterstellt.

Abbildung 37 Angenommene Nutzungsdauer je Netzbetriebsmittel

Netzbetriebsmittel	Nutzungsdauer (in Jahren) gem. Stromnetzentgeltverordnung und Afa- Tabelle
380-kV AC-Freileitung	40
380-kV AC-Kabel	40
380/220 kV Transformator	25
380 kV Schaltanlagen	25
DC-Kabel	40
DC-Terminals	40

Quelle: IAEW

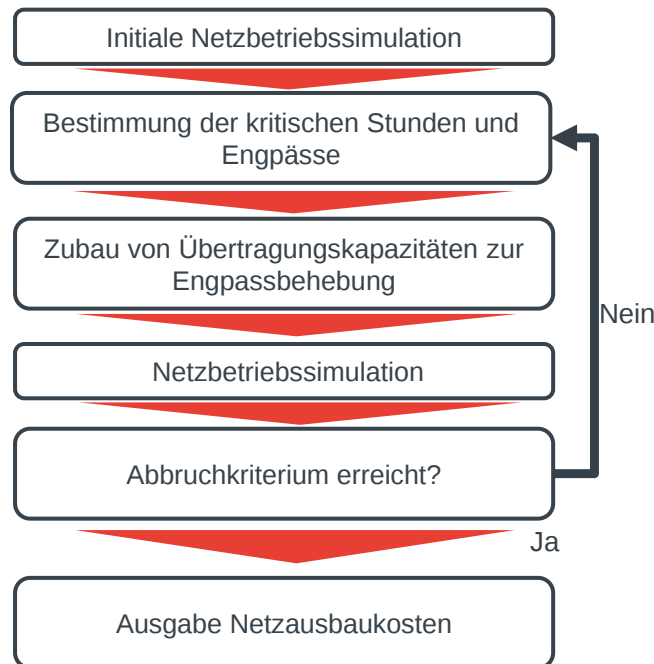
Daraus lassen sich die annuitätische Kosten je Szenario und Netzbetriebsmittel aufteilen (Abbildung 38). Zusätzlich sind die annuitätischen Kosten aus dem NEP 2030 zu berücksichtigen, hierbei werden für alle Komponenten eine Nutzungsdauer von 40 Jahre unterstellt, so dass sich hieraus annuitätische Kosten von 1,09 Mrd. EUR/a ergeben.

Abbildung 38 Annuitätische Kosten aufgeschlüsselt je Szenario und Netzbetriebsmittel (nach 2035)

Netzbetriebsmittel	Annuitätische Kosten [Mrd. EUR/a]	
	Szenario Strom und Gasspeicher	Szenario Strom und Grünes Gas
380-kV AC-Freileitung	0,44	0,17
380-kV AC-Kabel	1,88	0,93
380/220 kV Transformator	0,03	0,02
380 kV Schaltanlagen	0,02	0,01
DC-Kabel	0,46	0,20
DC-Terminals	0,42	0,23
Summe	3,43	1,56

Quelle: IAEW

Abbildung 39 Ablaufschema Netzausbausimulation



Quelle: IAEW

C.4 Abschätzung des Netzausbaubedarfs auf Verteilnetzebene

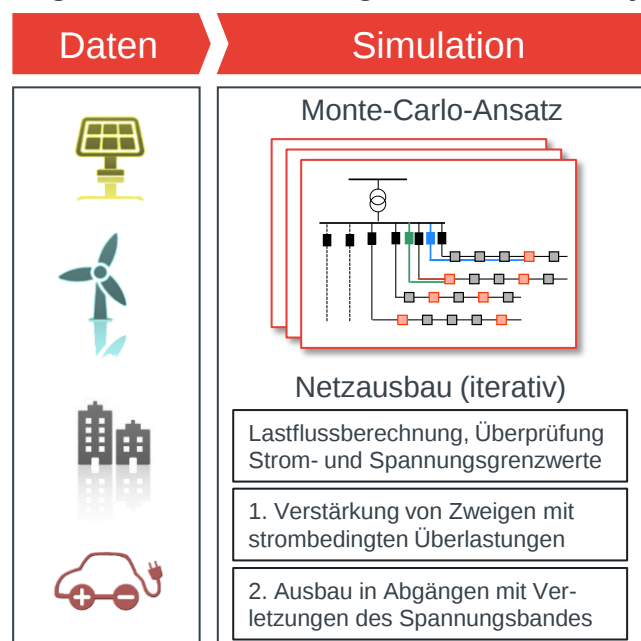
Aufgrund der Heterogenität der Versorgungsaufgaben und der bestehenden Netzinfrastrukturen in der Verteilnetzebene ist eine Ausbausimulation des Verteilnetzes in einem ähnlichen Detailgrad wie im Übertragungsnetz für Deutschland nicht möglich. Daher wird zur Quantifizierung des notwendigen Netzausbaus ein Verfahrensansatz angewendet, der sich an der BMWi-Verteilernetzstudie orientiert und auf Modellnetzklassen basiert. Der Verteilnetzausbaubedarf der Mittel- (MS) und Niederspannungsebene (NS) in Deutschland wird dabei durch eine Hochrechnung des Ausbaubedarfs einzelner Modellnetzklassen abgeschätzt.

Analog zur BMWi-Verteilernetzstudie werden ausgehend von der heutigen Netzstruktur typisierte Modellnetzklassen basierend auf offen betriebenen Ringnetzen (MS) in Kombination mit Strangnetzen (NS) der Mittel- und Niederspannungsebene abgeleitet. Die Modellnetzklassen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe, der zu versorgenden Fläche, der installierten Kapazität an EE-Anlagen sowie der Spitzenlast des Versorgungsgebietes. Über die Bandbreite der Modellnetzklassen können regional heterogene Versorgungsaufgaben abgebildet werden. Zusätzlich können Modellnetzklassen unterschiedliche Strukturparameter, wie z.B. einen unterschiedlichen Kabel- und Freileitungsanteil je Netzebene, besitzen.

Die in den untersuchten Szenarien getroffenen Annahmen in Bezug auf die Entwicklung der installierten EE-Kapazitäten und Lasten werden in auslegungsrelevante Netznutzungsfälle je Verteilnetzebene überführt.

Über eine Monte-Carlo-Simulation werden typisierte Modellnetze je Modellnetzklasse unter Variation der exakten Netzstrukturparameter, der Position der EE-Anlagen sowie der Verbraucher im Netz generiert. Für jedes stochastisch gezogene Modellnetz wird eine Netzausbausimulation durchgeführt und die notwendigen Netzausbaukosten bestimmt. Für den Netzausbau werden strom- und spannungsbedingte Ausbaumaßnahmen für auslegungsrelevante Netznutzungsfälle identifiziert. Als Ergebnis der Simulation kann der Erwartungswert der Netzausbaukosten je Modellnetzklasse bestimmt werden. Der Kostenanteil der Transformatoren wird dabei in Anlehnung an die BMWi-Verteilnetzstudie als Kostenaufschlag auf die Nieder- und Mittelspannungsnetzausbaukosten verteilt. Die Abschätzung der deutschlandweiten Netzausbaukosten ergibt sich aus der gewichteten Summe der Ausbaukosten je Modellnetzklasse.

Abbildung 40 Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaus je Netzklasse



Quelle: IAEW

Wie in Abbildung 40 erkennbar, gehen als Eingangsdaten neben den installierten Kapazitäten der EE-Anlagen u.a. auch die Entwicklung der auslegungsrelevanten Spitzenlast unter Berücksichtigung der Elektromobilität, Power-To-Gas, Power-To-Heat sowie weitere dezentrale Flexibilitätsoptionen in die Netzausbausimulation ein. Im Rahmen der Studie werden dabei folgende Annahmen hinsichtlich der Allokation der EE-Anlagen in der Verteilnetzebene, der Spitzenlast und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen getroffen:

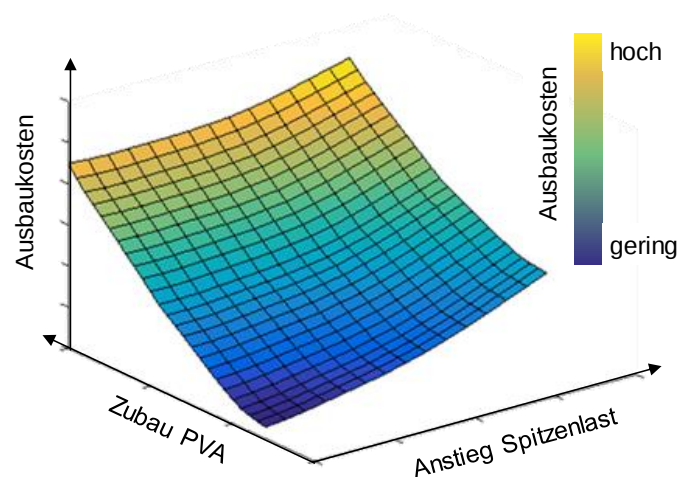
- Verteilung der EE-Anlagen auf die Verteilnetzebenen⁴⁴ (prozentuale Angaben beziehen sich auf die insgesamt installierte Nennleistung):
 - Onshore-Windenergieanlagen sind zu 60% in der Mittel- und zu 40% in der Hochspannungsebene angeschlossen.
 - Photovoltaikanlagen sind zu 72% in der Nieder-, zu 24% in der Mittel- und zu 4% in der Hochspannungsebene angeschlossen.

⁴⁴ Werte basieren auf eigenen Auswertungen des EEG-Anlagenregisters.

- Die Möglichkeit der Verteilnetzbetreiber, eine Spitzenkappung bei der Netzauslegung zu berücksichtigen wird abgebildet⁴⁵.
 - Windenergieanlagen werden bei 87% der Nennleistung gekappt.
 - Photovoltaikanlagen werden bei 70% der Nennleistung gekappt.
 - Für den Einsatz eines netzdienlichen Demand-Side-Managements (DSM) wird angenommen, dass 5% der je Szenario auftretenden Spitzenlast netzdienlich reduziert werden können.
- Es wird angenommen, dass 25% der PtG-Leistung einen Anschluss am Übertragungsnetz hat (z.B. zur direkten Aufnahme des Stroms aus Offshore-Windenergieanlagen) und 75% der PtG-Leistung im Verteilnetz angeschlossen sind.
- Es wird angenommen, dass 75% der PtG-Anlagen im Verteilnetz an Standorten mit Windenergieanlagen und 25% an Standorten mit Photovoltaikanlagen positioniert sind. Dementsprechend wird die netzauslegungsrelevante Rückspeisung dieser EE-Anlagen durch netzdienlichen PtG-Einsatz reduziert.

Als Ergebnis der Netzausbausimulation kann die schrittweise Erhöhung der Netzausbaukosten als Variation der installierten EE-Kapazitäten sowie der Spitzenlast gemäß Abbildung 41 dargestellt werden. Über eine mit Hilfe des vorgestellten Vorgehens erstellte Tabelle können dann anhand der getroffenen Annahmen und den daraus resultierenden auslegungsrelevanten Netzbelastungen die gesamten Netzausbaukosten abgelesen werden.

Abbildung 41 Entwicklungspfad der Netzausbaukosten



Analoge Berechnungen auch für Zubau an Windenergieanlagen.

Quelle: IAEW

In Abbildung 42 sind die angenommenen Nutzungsdauern je Komponentenart für die Bestimmung der Ausbaukosten aufgeführt, die für die Berechnung der annuitätischen Kosten berücksichtigt werden. Die Werte entsprechen den Annahmen der BMWi-Verteilernetzstudie.

⁴⁵ Zahlenwerte gemäß Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN); FNN-Hinweis: Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad.

Abbildung 42: Angenommene Nutzungsdauer je Netzbetriebsmittel

Netzbetriebsmittel	Angenommene Nutzungsdauer (in Jahren)
Kabel – NS	40
Kabel – MS	40
Kabel – HS	40
Transformator HS/MS	30
Transformator MS/NS	30

Quelle: IAEW

ANNEX D DETAILS ZUR ANALYSE DER GASNETZKOSTEN

In diesem Anhang liefern wir über die Ausführungen in **Abschnitt 4.2.3** hinaus weitere Details zu der Bestimmung der Szenario-spezifischen Kosten der Gasnetze. Da bei den Gasnetzen in den Szenarien weniger ein Ausbau, sondern vor allem ein Erhalt des Bestands bzw. ein Rückbau erfolgt, stützen wir unsere Analysen stärker als in anderen Bereichen auf aktuelle Kosten.

Die deutschen Gasnetzbetreiber investieren zurzeit jährlich 1,5 Mrd. EUR/a in den Ausbau und den Erhalt des knapp 500.000 km langen Transport- und Verteilnetzes. Zusätzlich wenden die Gasnetzbetreiber weitere 1,5 Mrd. EUR/a für die Wartung und Instandhaltung der Netze auf.

Abbildung 43 Aufwand Gasnetzbetreiber 2015 (in Mio. EUR)

	Fernleitungsnetz	Verteilnetz	Gesamt
Investitionen in Neu- und Ausbau von Netzen	340,7	681,5	1.022,2
Investition in Erhalt und Erneuerung von Netzen	155,2	430,5	585,7
Aufwand für Wartung- und Instandhaltung	365,5	1203	1.568,5
Gesamt (Invest und Aufwand)	861,4	2.315	3.176,4

Quelle: Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2016, S. 276 ff.

Damit erzielen die deutschen Gasnetze eine nahezu 100%-ige Versorgungssicherheit für den nach europäischem⁴⁶ und deutschem Recht⁴⁷ geschützten Endkunden im privaten Wärmemarkt. Die Ausfallraten der Gasversorgung (SAIDI-Wert 1,67 Min/Jahr (2015))⁴⁸ liegen weit unter den schon sehr niedrigen Ausfallraten des deutschen Stromnetzes (SAIDI-Wert: 12,7 Min/Jahr (2015)). Hiermit gewährleistet die Gasversorgung eine sichere Versorgung ihrer Kunden mit Wärme auch in sehr kalten Wintern gemäß des geforderten Versorgungsstandards der EU-Verordnung 994/2010.

D.1 Abschätzung der Rückbaukosten

Abgesehen von den Transitleitungen werden im Szenario „Strom und Gasspeicher“ weite Teile des Gasnetzes keine Verwendung mehr finden. Diese Leitungen müssen aufgrund der zwischen den Gasnetzbetreibern und den Grundstückseigentümern abgeschlossenen Wegerechtsverträgen auf Anforderung des Grundstückseigentümers entweder zurückgebaut oder zumindest bei einer dauerhaften Außerbetriebnahme der Leitungen so gesichert werden, dass von diesen Leitungen und Anlagen dauerhaft keine Gefährdung für die Allgemeinheit mehr ausgehen können. Dementsprechend fallen hierfür Rückbaukosten an.

⁴⁶ Vgl. Verordnung (EU) Nr. 994/2010 Art. 8 Abs.1 – SoS-VO.

⁴⁷ Vgl. § 53a EnWG.

⁴⁸ Vgl. Monitoring Bericht der BNetzA S.

Folgende Kennzahlen liegen den Berechnungen zu Grunde:

Abbildung 44 Rückbaubedarf im FNB-Netz (ohne Speicher und internationale Transitleitungen)

Anlagenbestand	Rückbaumaß- nahme anteil [%]	Kosten pro Einheit [TEUR]/ [Km o. Stk]	Anteiliger Rückbau- bedarf [%]
33 TKm ⁴⁹ Gastransport- leitungen			
Rückbau ⁵⁰	5%	800	70%
Verdämmung und Versiegelung ⁵¹	30%	200	
Versiegelung ⁵²	65%	20	
1680 St Gasdruckregel- anlagen		75	88%
75 St Verdicheranlagen groß		10000	50%
75 St Verdicheranlagen klein		1000	50%

Quelle: FourManagement

Für den Rückbau bzw. die Sicherung von Leitungen im Fernleitungsnetz (ca. 22.500 km) können Rückbaukosten von insgesamt 3,1 Mrd. EUR angenommen werden.

Für die Gasverteilnetzbetreiber, deren Wegerechte für Leitungen in der Regel über die mit den Gemeinden abgeschlossen Konzessionsverträgen abgesichert sind, fallen je nach zukünftiger vertraglicher Grundlage und Anforderung der Städte und Gemeinden zwischen 20 und 150 Mrd. EUR Kosten für die Sicherung der nicht mehr nutzbaren ca. 481.000 km Verteilnetzleitungen an. Für unsere Berechnungen haben wir aufgrund der unklaren Rechtslagen einen sehr konservativen Ansatz für die Netze der Verteilnetzbetreiber gewählt. Dazu wurde auf Basis der Angaben für die FNB-Netze nur 35% der Kosten für Leitungen aufgrund kleinerer Querschnitte angenommen.

⁴⁹ Aggregierte Leitungsbestand FNB gemäß BNetzA Monitoringbericht 2015 abzüglich offensichtlicher Doppelzählungen durch Bruchteilseigentumsbestände (Gemeinschaftsleitungen).

⁵⁰ Rückbau: Die im Erdboden verlegte Gasleitung wird nach Aufforderung durch den Grundstückseigentümer ausgebaut und das Grundstück in den ursprünglichen Zustand zurückversetzt. Grundbuchliche Leitungssicherungsansprüche werden zurückgegeben. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.

⁵¹ Verdämmung und Versiegelung: Die Erdgasleitung verbleibt im Erdboden, die Leitung werden inertisiert und mit Füllstoffen (wie Betonit) verfüllt. Der Leitungshohlraum wird geschlossen. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.

⁵² Versiegelung: Die Erdgasleitungen werden inertisiert und verbleiben als Hohlraum im Boden. Oberirdische Anlagen werden zurückgebaut.

Abbildung 45 Rückbaubedarf in VNB-Netzen (ohne Speicher)

Anlagenbestand		Rückbaumaß- nahme anteilig [%]	Kosten pro Einheit [TEUR]/ [Km o. Stk]	Anteiliger Rückbau- bedarf [%]
481 TKm53	Gasverteil- netzleitungen			
	Rückbau	5%	280	100
	Verdämmung und Versiegelung	30%	200	
	Versiegelung	65%	20	
7,8 TSt	Gasdruckregel- Anlagen groß		75	100
45 TSt	Gasdruckregel Anlagen klein		10	100
8 Mio.	Hausanschlüsse			100

Quelle: FourManagement

Nach dieser konservativen Schätzung fallen für den Rückbau der Verteilnetze Kosten in Höhe von 20,1 Mrd. EUR (unterer Grenzwert) an und werden bei der Ermittlung der Differenzkosten der Szenarien berücksichtigt.

Da eine Außerbetriebnahme von Netzen erst nach Umstellung aller an diese Netze angeschlossenen Kunden erfolgen kann, rechnen wir erst ab 2035 mit einem dann aber sehr hohen Aufwand der Netzbetreiber für Sicherung und Rückbau der Leitungen.

Auf Basis der vorgenannten Kostenabschätzungen der FNB gehen wir von einem annuitätischen Aufwand von insgesamt ca. 2,17 Mrd. EUR/a zur sicheren Außerbetriebnahme und ggf. Rückbau der Infrastruktur in den Jahren 2035-2050 für die weitere Kalkulation aus. Die Gesamtkosten für den Rückbau der Gasnetze belaufen sich gemäß unserer konservativen Kostenschätzung auf Einmalkosten von ca. 3,1 Mrd. EUR für die FNB-Netze und ca. 20 Mrd. EUR für die Verteilnetze der VNB. Je nach Anforderungen der Grundstückseigentümer und Gemeinden (Konzessionsgeber) können sich die Kosten vervielfachen, sofern der konservativ angenommene Anteil des Rückbaus 5% der gesamten Netzlänge maßgeblich überschreitet.

D.2 Abschätzung des Investitionsbedarfes und der Aufwände für die Szenarioberechnungen

Für die Investitionsbedarfe und der Aufwände für Wartung und Instandhaltung der Netze wurden Abschätzungen auf Basis der Aufwände des Jahres 2015 vorgenommen:

⁵³ Aggregierte Leitungsbestand VNB gemäß BNetzA Monitoringbericht 2015).

Abbildung 46 Aufwand Gasnetzbetreiber 2015 (in Mio EUR)

	Fernleitungsnetz	Verteilnetz	Gesamt
Investitionen in Neu- und Ausbau von Netzen	341	682	1.023
Investition in Erhalt und Erneuerung von Netzen	155	431	586
Aufwand für Wartung und Instandhaltung	366	1.203	1.569
Gesamt	862	2.316	3.178

Quelle: Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2016 S. 276 ff

Daraus abgeleitet wurden die Investitionsbedarfe für die beiden Szenarien:

**Abbildung 47 Aufwandabschätzung Gasnetzbetreiber 2050 (in Mio. EUR)
im Szenario „Strom und Gasspeicher“**

	Fernleitungsnetz	Verteilnetz	Gesamt
Investitionen in Neu- und Ausbau von Netzen	6	0	6
Investition in Erhalt und Erneuerung von Netzen	158	0	158
Aufwand für Wartung und Instandhaltung	183	120	303
Aufwand für Rückbau und Sicherung	291	1.882	2.173
Gesamt	638	2.002	2.640

Quelle: FourManagement

Im Szenario „Strom und Gasspeicher“ gehen wir davon aus, dass die Investitionen in die Gasnetze deutlich zurückgehen werden. Ein Ausbau der Ferngasnetze findet nur noch an sehr ausgewählten Punkten (z.B. Anbindungen von Speichern und PtG-Anlagen) statt. Die Gesamtinvestition für Neubau, Ausbau und Erhalt der Netze werden nur noch in dem Maße anfallen, wie ein Resttransportnetz erforderlich bleibt. Die Investitionen für den Neu- und Ausbau, sowie für den Erhalt der Verteilnetze werden komplett zurückgenommen.

Für die Wartung und Instandhaltung der Fernleitungsnetze erwarten wir bei einer Reduzierung der zu wartenden Netzlänge um 2/3 eine Kostenreduzierung von ca. 50%. Im Verteilnetz verbleiben Kosten für die Betreuung und Sicherung der stillgelegten Verteilnetze in Höhe von 10% der Wartungskosten 2015.

Weitere Kosten entstehen in den Netzen durch die sichere Außerbetriebnahme und ggf. erforderlichen Rückbau der vorhandenen Infrastruktur. Hier schätzen wir auf Basis der Berechnungen im Annex D1 Kosten für die FNB in Höhe von 291 Mio. EUR/Jahr und für die VNB in Höhe von 1,88 Mrd. EUR/Jahr in den Jahren 2035-2050 ab.

In Summe schätzen wir die Kosten für den Ausbau, die Instandhaltung, Wartung und Rückbau der Gasnetze im Szenario „Strom mit Gasspeicher“ auf 2,64 Mrd. EUR/Jahr auf Kostenbasis 2015 für das Jahr 2050 ab.

**Abbildung 48 Aufwandsabschätzung Gasnetzbetreiber 2050 (in Mio. EUR)
im Szenario „Strom & Grünes Gas“**

	Fernleitungsnetz	Verteilnetz	Gesamt
Investitionen in Neu- und Ausbau von Netzen	85	170	255
Investition in Erhalt und Erneuerung von Netzen	496	431	927
Aufwand für Wartung und Instandhaltung	366	1.203	1.569
Aufwand für Rückbau und Sicherung	0	0	0
Gesamt	947	1.804	2.751

Quelle: FourManagement

Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ werden die vorhandenen Gasnetze weiter betrieben. Im Gegensatz zum Referenzjahr 2015 verlagern sich die Aufwände vom Neu- und Ausbau der Netze in die Erhaltung und Erneuerung der Netze. Investitionsmittel, welche 2015 noch für den Ausbau der Netze benötigt wurden, werden im Szenario „Strom und Grünes Gas“ in vergleichbarer Größenordnung für die Umstellung und Anpassung der Netze an höhere Wasserstoffanteile im Netz anfallen.

Da ein Ausbau der Verteilnetze in der Fläche durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpenlösungen in Versorgung der Haushalte nicht mehr erforderlich ist, sinkt das Gesamtvolumen für Investitionen und Aufwand gegenüber 2015 um ca. 0,4 Mrd. EUR/Jahr.

Abbildung 49 Vergleich der Kosten im Gasnetz für die Szenarien (für das Jahr 2050)

(in Mio. EUR p.a.)	Szenario „Strom mit Gasspeicher“	Szenario „Strom & Grünes Gas“	Kostendifferenz
Investitionen in Ausbau und Erneuerung der Netze	163	1.182	-1.018
Aufwand für Wartung und Instandhaltung	303	1.568	-1.265
Aufwand für Rückbau und Sicherung	2.173	0	2.173
Gesamt	2.639	2.750	-111

Quelle: FourManagement

Zusammenfassend liegen die Kosten für die Szenarien „Strom mit Gasspeicher“ und „Strom und Grünes Gas“ somit auf ähnlichem Niveau.

ANNEX E DETAILS ZUR ANALYSE DER KOSTEN IM ERZEUGUNGSBEREICH

In diesem Anhang liefern wir über die Ausführungen in **Abschnitt 4.2.4** hinaus weitere Details zu der Bestimmung der Szenario-spezifischen Kosten der Stromerzeugung und -umwandlung. Dazu beschreiben wir die jeweils zum Einsatz kommenden Ansätze und Modelle sowie die Herleitung der Ergebnisse.

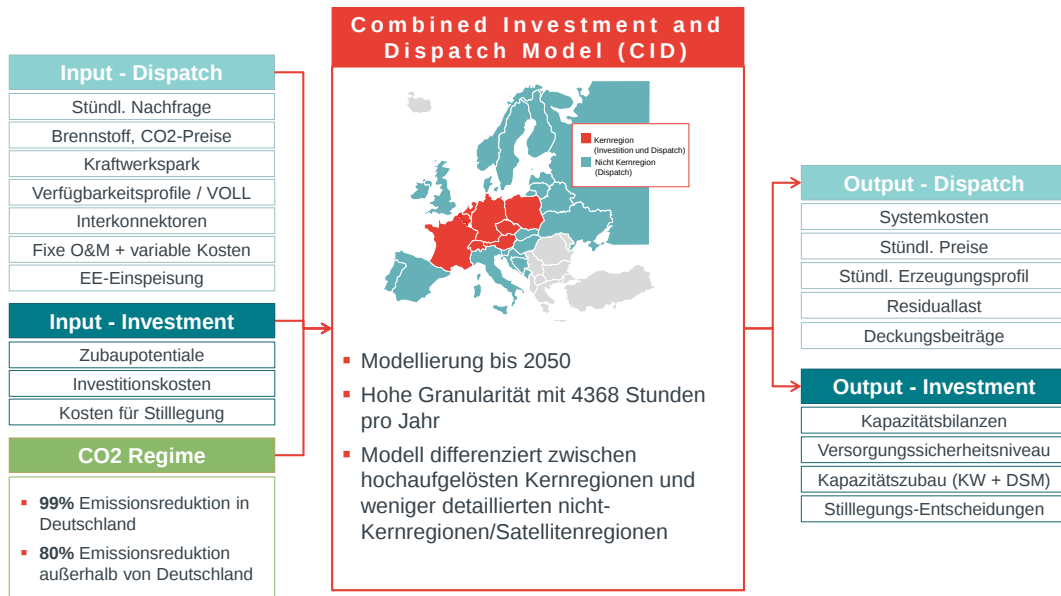
E.1 Modelleigenschaften

Zur Bestimmung der Kosten greifen wir auf ein etabliertes europäisches Strommarktmodell zurück, das wie folgt beschrieben werden kann:

- **Zielfunktion** – Als Zielfunktion ist die „Minimierung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Europa (Barwert heute)“ formuliert. Als wichtigste Nebenbedingungen der Optimierung enthalten sind u.a.
 - die Deckung der stündlichen Energiebilanz in jeder Region (mit der Möglichkeit zu Versorgungseinschränkung);
 - die Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den Regionen; und
 - die technischen und ökonomischen Randbedingungen der Kraftwerke, Speicher, Erneuerbare Energien und Demand Side Management (DSM).
- **Integriertes Dispatch- und Investitionsmodell** – Das Modell ist ein integriertes Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell. Somit ist der Optimierungszeitraum an der Lebensdauer von Kraftwerken orientiert (Modell optimiert unter Verwendung von Fotojahren⁵⁴ bis zum Jahr 2050), die zeitliche Auflösung beträgt bis zu 4368 Stunden pro Fotojahr. In dieser Stufe werden auf Basis aggregierter Kraftwerksblöcke Zubauten und Rückbauten im europäischen Kraftwerkspark, auch unter Berücksichtigung z.B. von Kapazitätsmärkten, modelliert.
- Das Modell ist als **lineares Optimierungsproblem in GAMS** formuliert. Inputs und Outputs werden über Microsoft Access und Excel eingelesen. Das Optimierungsproblem wird mit Hilfe des kommerziellen Solvers CPLEX gelöst.
- **Modellergebnisse** sind für die Basisjahre u.a. System-Grenzkosten für 4368 Stunden. Daneben können z.B. die detaillierten Fahrweisen der Kraftwerke, Abrufe von Lastflexibilität, Stromaustausche zwischen Modellregionen etc. aus dem Modell generiert werden. Diese Informationen dienen im vorliegenden Projekt der Plausibilisierung und Erklärung der Modellergebnisse.

⁵⁴ Fotojahre: 2015, 2020, 2030, 2040, 2050.

Abbildung 50 Übersicht über Modelllogik und Ableitung Strompreise



Quelle: Frontier Economics

Das Modell umfasst Deutschland und alle Nachbarländer sowie weitere Regionen in Europa. Kernmodellregion sind die Regionen DE, FR, BE, NL, LU, AT, SH, PL und CZ. (**Abbildung 50**):

- **Kernregionen (rot gekennzeichnet):** Hochgranularer Kraftwerkspark, optimierter Kraftwerkseinsatz und optimierte Investitions- und Stilllegungsentscheidungen; und
- **Umliegende Modellregionen (blau gekennzeichnet):** Geringere Granularität des Kraftwerksparks, exogene Kapazitätsentwicklung und optimierter Kraftwerkseinsatz oder exogene stündliche Strompreise und Netzkapazitäten zum Stromaustausch mit Modellregionen.

E.2 Annahmen der Strommarktmodellierung

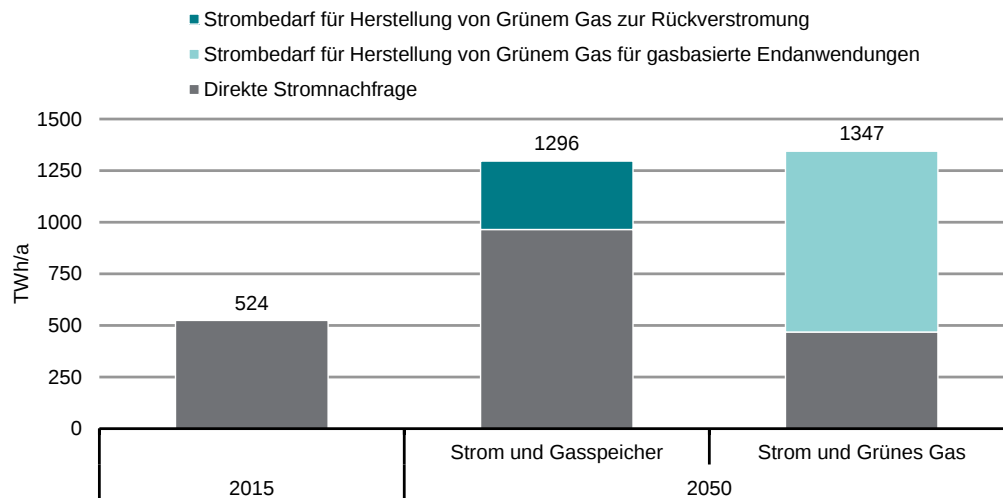
In diesem Abschnitt beschreiben wir die zentralen Annahmen für die Strommarktmodellierung.

Strom- und Gasnachfrage in Deutschland

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland bis 2050 wurde anhand des Verbrauchs für Endenergieanwendungen im Jahr 2015 und deren Entwicklung bis 2050 abgeleitet. Für 2050 ergibt sich diese unmittelbar aus den Szenariospezifischen Endenergiebedarfen (vgl. **Abschnitt 2.3** sowie **ANNEX A**), die als Eingangsparameter den durch das Modell abzudeckenden Strom- und Gasbedarf vorgeben.

Die modellexogene Strom- und Gasnachfrage sowie die aus den Modellläufen resultierende endogene Gasnachfrage (zur Rückverstromung) kann Abbildung 51 entnommen werden.

Abbildung 51 Stromnachfrage in den Szenarien



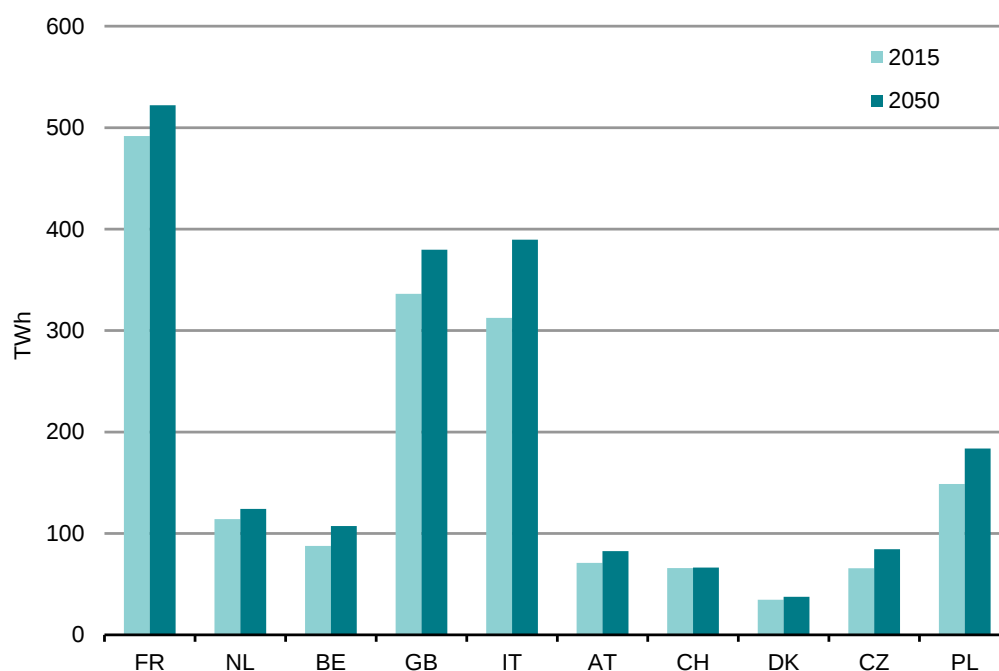
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die gesamte Stromnachfrage ergibt sich aus der direkten Stromnachfrage sowie der Nachfrage aus Power-to-Gas Anlagen, die Gas entweder direkt für die Endenergienachfrage oder zur Rückverstromung produzieren.

Stromnachfrage in anderen Modellregionen

Die unterstellte Entwicklung der Stromnachfrage in den weiteren Ländern der Kernregion wird in **Abbildung 52** dargestellt. Auch in diesen Ländern wird mehrheitlich langfristig ein Anstieg des Strombedarfs erwartet. Die detaillierten Effekte einer Sektorenkopplung auf die Stromnachfrage wurden für diese Länder nicht explizit abgeleitet, sondern, für eine maximale Vergleichbarkeit, einheitliche Annahmen für alle Szenarien gewählt.

Abbildung 52 Stromnachfrage in Kernregion (exkl. Deutschland)



Quelle: Frontier Economics

Unterjährige Verteilung der Strom- und Gasnachfrage

Als Input für das Strommarktmodell geben wir für alle Szenarien ein unterjähriges Nachfrageprofil vor. Hierfür greifen wir als Basis auf ein Stromverbrauchsprofil aus dem Jahr 2012 zurück, da dieses Jahr mit seiner Dunkelflaute zwischen Ende Januar und Mitte Februar sowie 21 Tagesdurchschnittstemperaturen unter 0 Grad ein adäquates Abbild einer für die Energieversorgung anspruchsvollen Wetterlage darstellt. Das Stromverbrauchsprofil aus dem Jahr 2012 wird in mehreren Schritten angepasst um den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage im Jahr 2050 zu reflektieren (siehe **Abbildung 12** auf Seite 21):

- Wir nehmen an, dass sich das Profil des „originären Stromverbrauchs“, also des heutigen Stromverbrauchs (z.B. für Beleuchtung), nicht fundamental ändert. Entsprechend erhalten wir ein „Basisprofil“, welches dem heutigen Lastprofil abzüglich der unterstellten Effizienzsteigerungen entspricht. Der Verbrauch für neue Stromanwendungen ist hier noch nicht erhalten.
- Wir ergänzen das Basisprofil um den Stromverbrauch, der sich aus Industrieprozessen ergibt, und unterstellen hier eine gleichmäßige unterjährige Verteilung.
- Das Stromverbrauchsprofil aus Elektromobilität wird entsprechend einem systematischen Ladeprofil in Abhängigkeit von Wochentag und Uhrzeit dem Gesamtverbrauch hinzugefügt.⁵⁵
- Das Stromverbrauchsprofil aus Wärmeanwendungen wird auf Basis eines temperaturabhängigen synthetischen Lastprofils erstellt und dem Stromlastprofil ebenfalls hinzugefügt.⁵⁶

Da der Einsatz von nachfrageseitigen Flexibilitäten (z.B. Wärmepumpe, Elektroauto) und Stromspeichern (z.B. Pumpspeicher, Batterien) endogen durch das Modell bestimmt werden, sind deren Effekte auf die Stromnachfrage in den exogenen Profilen noch nicht abgebildet.

Gasverbrauch durch Endverbraucher gibt es nur im Szenario „Strom und Grünes Gas“. Wir gehen hier davon aus, dass die vorhandenen Gasspeichervolumina – wie heute auch – ausreichen, um die zukünftige Saisonalität des Gasverbrauchs auszugleichen. Daher sehen wir von der Erstellung eines dezidierten Gasverbrauchsprofils ab.

Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

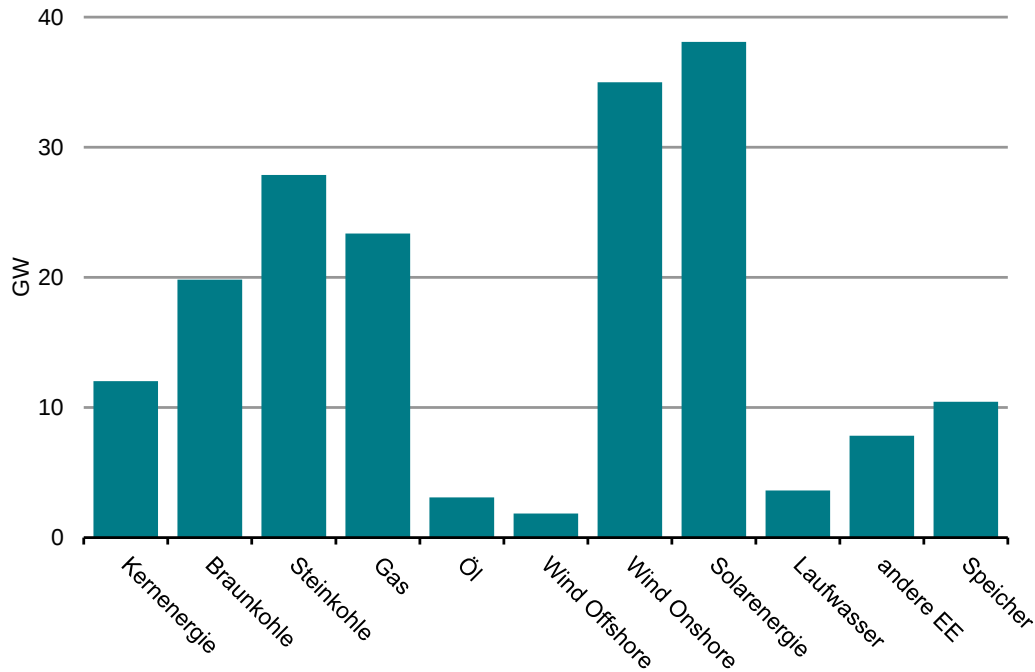
Der deutsche Kraftwerkspark wird im Strommarktmodell auf Ebene der einzelnen Kraftwerke abgebildet. Die Kapazitäten im Ausgangsjahr basieren auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. **Abbildung 53** stellt die Kapazitäten nach Brennstoff dar. Die Kraftwerkskapazitäten der weiteren modellierten Länder basieren auf den Statistiken der ENTSO-E und Platts Powervision. Als integriertes Dispatch- und Investitionsmodell werden Investitions- und Stilllegungsentscheidungen im Modell endogen getroffen. Exogene Zubauten

⁵⁵ Abgeleitet von Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2008), Probst (2014) und enercity (2015).

⁵⁶ Vgl. KommEnergie (2017).

und Stilllegungen, sowie Zielkorridore (bspw. des EEG 2017) werden dabei vorgegeben. Carbon Capture and Storage (CCS) ist in Deutschland politisch schwierig umzusetzen und wird nicht als Zubauoption berücksichtigt. Die Kraftwerkskapazitäten in allen Ländern der Kernregion in 2015 werden in **Abbildung 54** dargestellt.

Abbildung 53 Kraftwerkskapazitäten in Deutschland in 2015



Quelle: Frontier Economics basierend auf BNetzA Kraftwerksliste

Abbildung 54 Kraftwerkskapazitäten in der Modellregion in GW (exkl. DE), 2015

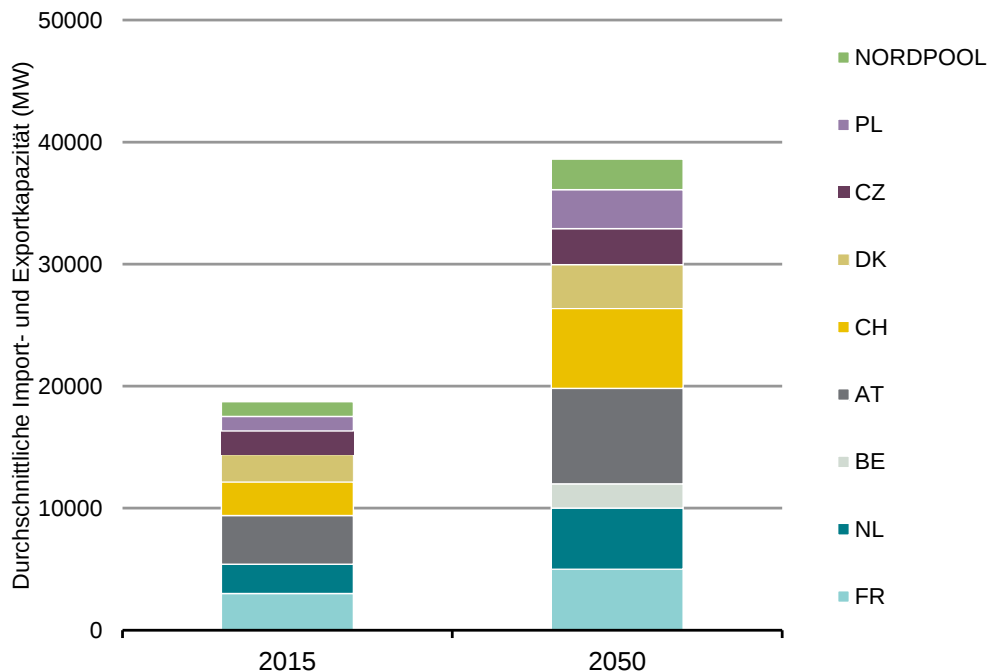
	FR	NL	BE	GB	IT	AT	CH	DK	CZ	PL
Kernenergie	63,1	0,5	3,8	9,6	0,0	0,0	3,2	0,0	4,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,1	9,4
Steinkohle	4,7	6,3	0,5	19,2	5,2	1,2	0,0	1,3	1,9	19,1
Gas	6,4	10,1	5,9	31,4	41,6	2,8	0,1	2,3	1,5	1,3
Öl	6,8	0,7	0,8	1,0	6,6	0,4	0,0	0,7	0,0	0,3
Wind Offshore	0,0	0,4	0,7	6,1	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0
Wind Onshore	8,6	2,7	1,1	8,9	8,6	2,1	0,1	3,7	0,3	3,8
PV	5,2	1,6	2,9	4,8	18,2	0,7	0,5	0,6	2,1	0,0
ROR	10,3	0,0	0,1	1,1	10,4	5,6	3,8	0,0	0,2	1,0
KWK	0,0	6,9	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,2	0,0
Andere EE	1,1	0,8	0,5	3,8	3,1	0,7	0,0	1,5	0,3	0,4
Hydro	13,2	0,0	1,3	2,7	13,0	7,3	9,3	0,0	1,9	1,4

Quelle: Frontier Economics basierend auf Bundesnetzagentur, Platts Powervision, ENTSO-E

Ausbau der Interkonnektor-Kapazitäten

Der Ausbau des internationalen Übertragungsnetzes erfolgt im Modell auf Basis des Ten Year Network Development Plan („TYNDP“) 2014 der ENTSO-E.⁵⁷ Gemäß des TYNDP's kommt es zu einer Verdopplung der Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten bis 2050 (vgl. **Abbildung 55**). Die Interkonnektorkapazitäten der gesamten Kernregion zeigen ebenfalls eine Verdopplung bis 2050 und werden in **Abbildung 56** dargestellt.

Abbildung 55 Deutsche Interkonnektorkapazität

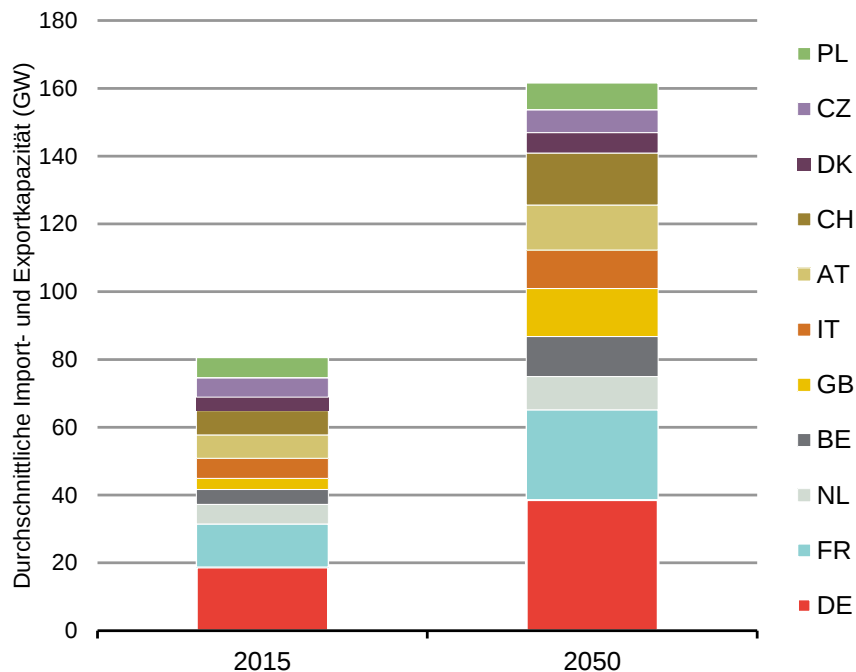


Quelle: ENTSO-E (2014/2016): TYNDP Scenario Development Report.. Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030

Hinweis: Modifizierende Annahmen für Angaben des TYNDP: 5 Jahre Verzögerung angenommen für Projekte in „design & permitting“-Phase / keine Berücksichtigung bei Status „under consideration“.

⁵⁷ Veränderungen im TYNDP 2016 und im Netzentwicklungsplan 2016 sind dabei berücksichtigt.

Abbildung 56 Interkonnektorkapazitäten der gesamten Kernregion



Quelle: ENTSO-E (2014/2016): TYNDP Scenario Development Report.. Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030

Hinweis: Modifizierende Annahmen für Angaben des TYNDP: 5 Jahre Verzögerung angenommen für Projekte in „design & permitting“-Phase / keine Berücksichtigung bei Status „under consideration“.

Power-to-Gas Anlagen

Je nach Szenario kann das Modell endogen über den Bau und den Einsatz von Power-to-Gas Anlagen entscheiden und das hierüber gewonnene synthetische Gas – ggf. nach Zwischenspeicherung – zur Rückverstromung oder zur Deckung von Gasnachfrage (im Szenario „Strom und Grünes Gas“) nutzen.

Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ stellt sich zudem die Frage, ob Wasserstoff unmittelbar eingesetzt wird oder der Zwischenschritt über eine Methanisierung gewählt wird. Es ist davon auszugehen, dass sich letztlich ein Technologiemix beider Optionen einstellen wird, unter Berücksichtigung der jeweiligen Umstellungs- bzw. Umwandlungskosten. Aufgrund der hohen Dynamik der technischen Entwicklung in diesem Bereich nehmen wir im Szenario „Strom und Grünes Gas“ pauschal an, dass 50% des Grünen Gases unmittelbar als Wasserstoff transportiert und genutzt wird (PtH₂; insbesondere in Industrie und Verkehr), während die anderen 50% des Grünen Gases zusätzlich methanisiert (PtCH₄) und insbesondere über die Fernleitungs- und Verteilnetze bis zu den Wärmeverbrauchern transportiert wird.

Abbildung 57 fasst nachfolgend die Kernannahmen zu den Umwandlungsprozessen zusammen:

Für den Prozessschritt der Elektrolyse wurden die folgenden Parameter angenommen:

- Investitionskosten von 250 EUR/kW_{el};
- Betriebskosten von 2% der Investitionskosten pro Jahr; sowie

- Wirkungsgrad von 80%.

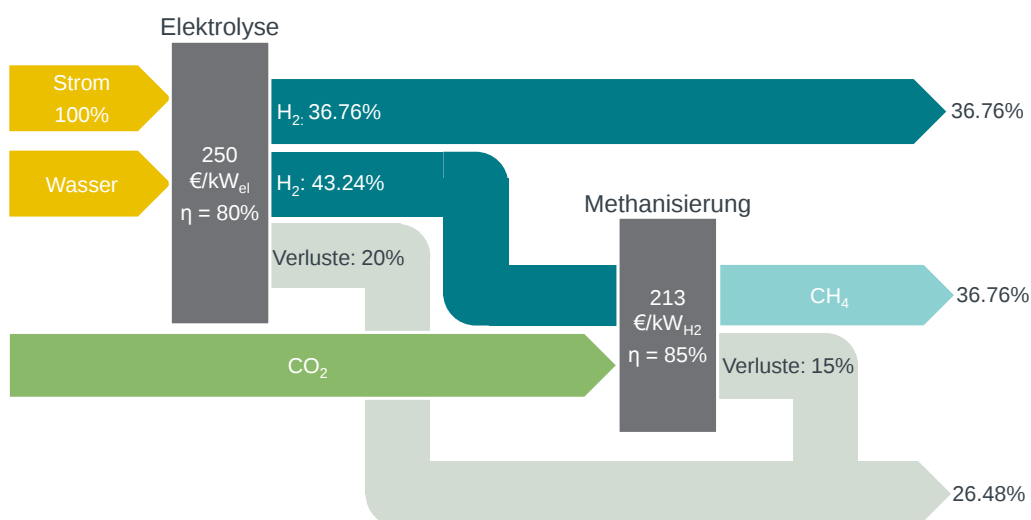
Für den Prozessschritt der Methanisierung wurden die folgenden Parameter angenommen:

- Investitionskosten von 213 EUR/kW_{H₂};
- Betriebskosten von 1% der Investitionskosten pro Jahr;
- Kosten für CO₂ in Höhe von 50 EUR/tCO₂; sowie
- Wirkungsgrad von 85%.

Sowohl die Kosten als auch der Wirkungsgrad der Elektrolyse und der Methanisierung reflektieren den Stand der Technik wie er bis 2050 erwartet werden kann. **Abbildung 58** enthält eine Gegenüberstellung verschiedener Investitionskostenschätzungen für die Elektrolyse im Jahr 2050. Diese variieren zwischen 200 EUR/kW_{el} und 724 EUR/kW_{el}. Unter der Berücksichtigung, dass in den hier modellierten Szenarien Power-to-Gas Anlagen in der Größenordnung von einigen GW gebaut werden, gehen wir von Investitionskosten in Höhe von 250 EUR/kW_{el} aus.

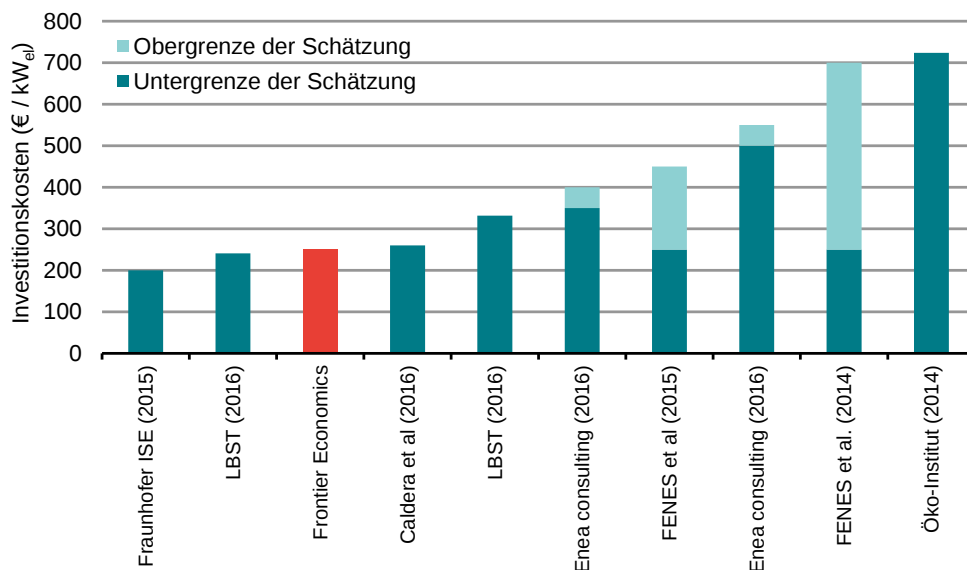
Als Kohlenstoffquelle für eine Methanisierung wird angenommen, dass Kohlenstoffe aus Biogas- und Biomasseverstromung sowie nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen gewonnen werden können. Im Falle einer Rückverstromung kann auch dort eine CO₂-Abscheidung stattfinden und wieder dem Methanisierungsprozess zur Verfügung gestellt werden. Insgesamt schätzen wir die Potenziale der im Jahr 2050 noch verbleibenden inländischen CO₂-Quellen so ein, dass ein kostenaufwändiges Direct Air Capturing von CO₂ nicht benötigt wird. Die Kosten der CO₂-Bereitstellung werden mit 50 EUR pro Tonne abgeschätzt.

Abbildung 57 Kernannahmen zur Parametrierung der Power-to-Gas Anlagen für einen gleichmäßigen Split zwischen CH₄ und H₂



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 58 Schätzung der Investitionskosten für einen Elektrolyseur in 2050



Quelle: Frontier Economics basierend auf Fraunhofer (2015b), LBST (2016), Caldera et al. (2016), Enea consulting (2016), FENES et al (2015), Enea consulting (2016), FENES et al.(2014) und Öko Institut (2014)

E.3 Ergebnisse der Strommarktmodellierung

Nachfolgend stellen wir die Detailergebnisse der Strommarktmodellierung für die beiden Szenarien gegenüber:

Stromerzeugung und Kapazitäten

Die nachfolgenden Abbildungen stellen die sich jeweils ergebenden Kapazitäten und Erzeugungsmengen in den Szenarien „Strom und Gasspeicher“ sowie „Strom und Grünes Gas“ gegenüber:

Im Ergebnis zeigt sich, dass beide Szenarien durch einen - im Vergleich zu 2015 - starken Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten geprägt sind. Dies ergibt sich aus einer steigenden direkten und indirekten (über PtG) Stromnachfrage bei gleichzeitigem Verzicht auf die Nutzung fossiler Brennstoffe (vollständige Dekarbonisierung der Stromerzeugung).

Der Strombedarf steigt in den Szenarien von 524 TWh im Jahr 2015 auf:

- 1296 TWh im Szenario „Strom und Gasspeicher“; und auf
- 1350 TWh im Szenario „Strom und Grünes Gas“.

Der Strombedarf setzt sich dabei zusammen aus der Stromnachfrage der Endkunden, dem für die Erzeugung von synthetischem Gas notwendigen Strombedarf, sowie Umwandlungsverlusten von Speichern. Bedingt durch diesen Anstieg des Strombedarfs steigt die installierte Leistung an erneuerbaren Energien von 86 GW in 2015 auf:

- 581 GW im Jahr 2050 des Szenarios „Strom und Gasspeicher“; und
- 624 GW im Jahr 2050 des Szenarios „Strom und Grünes Gas“.

Zusätzlich zu den genannten Kapazitäten aus erneuerbaren Energien werden im Szenario „Strom und Gasspeicher“ noch 108 GW an Gaskraftwerken für die Rückverstromung des eingespeicherten synthetischen Gases benötigt (z.B. um etwaige Dunkelflauten abzusichern). Dieser Einsatzzweck spiegelt sich auch in den Vollaststunden der Gaskraftwerke wider: Mit 1.300 Betriebsstunden pro Jahr weisen sie eine Auslastung von ca. 15% auf.

Insgesamt sind damit im Szenario „Strom und Gasspeicher“ mehr Erzeugungskapazitäten installiert als im Szenario „Strom und Grünes Gas“.

Abbildung 59 Verfügbare Kraftwerkskapazitäten 2015 und 2050 nach Szenario (GW)

	2015	2050	
		Strom und Gasspeicher	Grünstrom und Grünes Gas
Kernenergie	12,03	0,00	0,00
Braunkohle	19,83	0,00	0,00
Steinkohle	27,87	0,00	0,00
Gas	23,37	108,00	10,00
Öl	3,08	0,00	0,00
Wind Offshore	1,85	169,78	193,13
Wind Onshore	35,00	195,56	190,87
Solarenergie	38,10	193,22	217,87
Laufwasser	3,62	4,55	4,55
andere EE	7,83	17,58	17,58
Pumpspeicher	10,44	18,20	10,70
Andere Speicher	0,00	14,00	0,00
Gesamt	183,02	720,89	644,70

Quelle: Frontier Economics

Abbildung 60 Erzeugungsmengen 2015 und 2050 nach Szenario (TWh)

	2015	2050	
		Strom und Gasspeicher	Grünstrom und Grünes Gas
Kernenergie	85,92	0,00	0,00
Braunkohle	142,99	0,00	0,00
Steinkohle	109,10	0,00	0,00
Gas	53,37	141,06	10,41
Öl	0,00	0,00	0,00
Wind Offshore	7,00	642,73	731,10
Wind Onshore	66,70	372,67	363,74
Solarenergie	33,81	171,49	193,37
Laufwasser	17,33	21,83	21,83
andere EE	38,66	101,57	107,66
Pumpspeicher	10,14	27,09	14,05
Andere Speicher	0,00	21,18	0,00
Netto Nachfrage	529,42	1345,15	1357,00
Netto-Importe	-35,60	-152,56	-83,77

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Bei den Erzeugungsmengen aus Gas für das Jahr 2050 handelt es sich ausschließlich um Grünes Gas, das zur Rückverstromung eingesetzt wurde.

Power-to-Gas

Sowohl im Szenario „Strom und Gasspeicher“ als auch im Szenario „Strom und Grünes Gas“ wird modellendogen über den Bau und Einsatz von Power-to-Gas Anlagen entschieden. Während im Szenario „Strom und Gasspeicher“ keine Vorgabe für die Gasproduktion gemacht wird, ergibt sich an das Modell im Szenario „Strom und Grünes Gas“ eine Mindestvorgabe für die Gasproduktion zur Bedienung der in diesem Szenario unterstellten gasbasierten Endanwendungen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass im Szenario „Strom und Gasspeicher“ Power-to-Gas Anlagen mit einer Leistung von 134 GW_{el} gebaut werden. Diese erzeugen über das gesamte Jahr 244 TWh Grünes Gas. Dies entspricht einer Vollstundenzahl von 2.471 Stunden. Das produzierte Gas wird in diesem Szenario vollständig zur Rückverstromung eingesetzt. Im Szenario „Strom und Grünes Gas“ zeigt sich, dass bis 2050 Power-to-Gas Anlagen mit einer Leistung von 254 GW_{el} gebaut werden. Diese erzeugen über das Jahr 646 TWh Grünes Gas, was einer Volllaststundenzahl von 3.457 Stunden entspricht. Hiervon werden 645 TWh für Endanwendungen und 1 TWh zur Rückverstromung eingesetzt.

Abbildung 61 Einsatz der Power-to-Gas Anlagen

Szenario	Installierte Leistung Elektrolyseure	Erzeugtes Gas	Volllaststunden
Strom und Gasspeicher	134 GW _{el}	244 TWh	2.471 h
Strom und Grünes Gas	254 GW _{el}	646 TWh	3.457 h

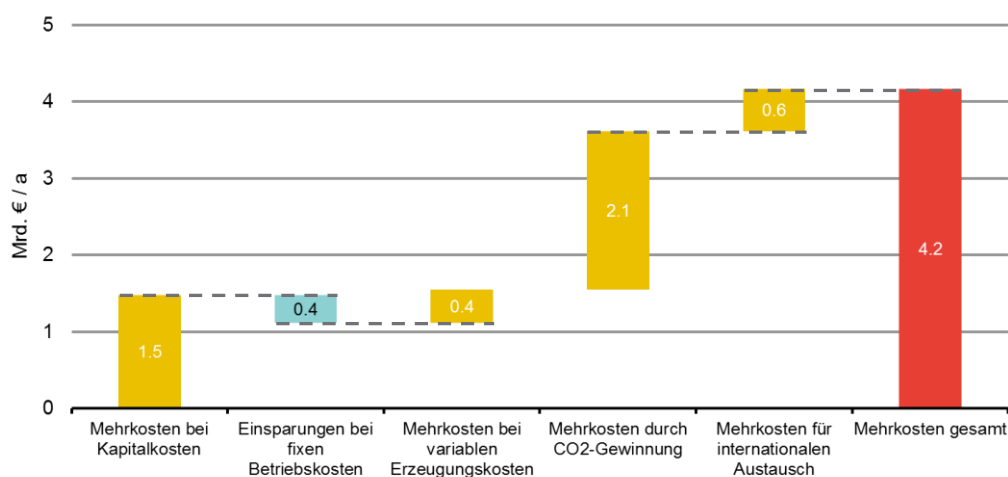
Quelle: Frontier Economics

Die höhere Produktion von synthetischem Gas im Szenario „Strom und Grünes Gas“ ergibt sich aus der vorgegebenen Mindestproduktion für gasbasierte Endanwendungen. Die Power-to-Gas Anlagen stellen dem System hierbei ein sehr großes Flexibilitätspotential zur Verfügung, sodass in Zeiten geringer Stromverfügbarkeit auf die Produktion von synthetischem Gas verzichtet wird, um den Strombedarf temporär zu senken. Dies ermöglicht es dem System nahezu ohne zusätzliche Gaskraftwerke auszukommen.

Systemkosten

Insgesamt zeigt das Szenario „Strom und Gasspeicher“ im Bereich der Stromerzeugung und Umwandlung niedrigere Systemkosten auf als das Szenario „Strom und Grünes Gas“. Dies liegt im Wesentlichen an zusätzlichen Kapazitäten für erneuerbare Energien und Power-to-Gas Anlagen sowie den mit dem Betrieb der Power-to-Gas Anlagen verbundenen Kosten, insbesondere den Kosten für die Bereitstellung von CO₂ für die Methanisierung. **Abbildung 62** stellt die sich zwischen den beiden Szenarien ergebenden Unterschiede in den Systemkosten gegenüber.

Abbildung 62 Vergleich der Systemkosten zwischen dem Szenario „Strom und Gasspeicher“ mit dem Szenario „Strom und Grünes Gas“ im Jahr 2050



Quelle: Frontier Economics

