

Die Rolle der Gasinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem

Bericht für:

Fachverband Gas- und Wärme



von:

Esther Platzbecker, Jan Grözinger, Mathias Kube, Carsten Petersdorff

Navigant Energy Germany GmbH
Am Wassermann 36
50829 Köln

Projektnummer: 206482
Datum: 26.03.2019

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für beiderlei Geschlecht.

ZUSAMMENFASSUNG

Szenarienvergleich zur Rolle der Gasinfrastruktur in der Dekarbonisierung Österreichs

- In der **#mission 2030** bekennt sich Österreich zu einer aktiven Klimaschutzpolitik und einem konsequenten Dekarbonisierungspfad bis 2050, wobei die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 36 % gegenüber 2005 reduziert werden sollen.
- In der politischen Diskussion wird der **Elektrifizierung** vermehrt eine Schlüsselrolle zur Zielerreichung zugewiesen, d. h. dem verstärkten Einsatz von Strom im Verkehr, dem Wärmebereich und der Industrie. **Grünes Gas (Biomethan, synthetische Gase wie mit erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff)** soll in Zukunft fossiles Gas ersetzen, wobei die genaue Rolle noch nicht festgelegt ist.
- Vor diesem Hintergrund hat der Fachverband Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen Navigant beauftragt zu analysieren, inwieweit ein Dekarbonisierungspfad mit der weitgehenden Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur volkswirtschaftlich günstiger ist als ein Pfad der im wesentlichen auf Elektrifizierung setzt. **Stichjahr ist dabei 2050** mit Berechnung des Stützjahres 2030. Zielbild dieses Pfades ist in dieser Studie eine **nahezu vollständige Dekarbonisierung** des österreichischen Energiesektors.
- Hierfür werden **zwei Szenarien betrachtet**: (S „Stromszenario“) Strom + Grünes Gas nur für Strom-Spitzenlasten und (G „Gasszenario“) Strom + Nutzung der vorhandenen Gas(verteilt)infrastruktur insb. für die Wärmeversorgung. Ein All-Electric Szenario, die Elektrifizierung ohne Nutzung der Gasinfrastruktur, wird nicht separat betrachtet, da dies als unrealistisch & unverhältnismäßig teuer eingeschätzt wird.

Stromszenario mit höheren Nachfragespitzen führt zu höheren Anforderungen an das Energiesystem zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

- Das **Stromszenario zeigt eine höhere direkte Stromnachfrage** der Nachfragesektoren in 2050 ggü dem Gasszenario (89 vs. 75 TWh) aufgrund von Elektrifizierung im Gebäudesektor über Wärmepumpen sowie im Industriesektor (Transportsektor verwendet in beiden Szenarien gleichermaßen über Power-to-Liquid erzeugte synthetische Kraftstoffe).
- Das Stromszenario weist **höhere Nachfragespitzen & eine höhere Residualnachfrage** (Nachfrage, die nicht über Erzeugung oder Ausspeicherung gedeckt wird) auf. Hieraus resultieren ein **höherer Bedarf an konventioneller Erzeugungskapazität zur Deckung der Residualnachfrage inklusive der Reservekapazität als Puffer für unvorhergesehene Lastspitzen** (19 vs. 12 GW) und **höhere Energieverluste**.
- Das **Gasszenario** zeichnet sich durch ein **glatteres Lastprofil und einen geringeren Bedarf an konventioneller Erzeugungskapazität** aus. Gleichzeitig besteht ein höherer Bedarf nach **Power-to-Gas Produktion** (16 vs. 8 TWh im Stromszenario). Die Produktion von grünem Gas erfolgt aufgrund einer höheren Auslastung der Elektrolyseure effizienter als im Stromszenario.
- Die **benötigte Leistung ist im Stromszenario mit 60 GW um 5 GW höher als im Gasszenario** für das Jahr 2050. Dies ist insbesondere getrieben durch benötigte **konventionelle Erzeugungskapazität**, welche über Gas-Kraftwerke aufgrund derer vorteilhafter Verfügbarkeit, Abrufbarkeit und Steuerbarkeit sowie über (nicht wärmegeführte) KWK-Anlagen, die geringere spezifische Emissionen aufweisen, bereitgestellt wird.

Grünes Gas mit wichtiger Rolle für saisonale Speicherung in beiden Szenarien

- **Grünes Gas spielt eine wichtige Rolle für die saisonale Speicherung**, Pump- und Batteriespeicher können wirtschaftlich sinnvoll nur der kurz- bzw. mittelfristigen Speicherung dienen. **Ohne Grünes Gas ist die Versorgung der Nachfrage-Sektoren insb. in Monaten Dezember-Februar und in Perioden mit geringerer erneuerbarer Erzeugung & hohem Heizbedarf nicht machbar.**

Gasszenario mit deutlich geringeren Kosten im Vergleich zum Stromszenario

- Es wurde eine **Deltabetrachtung** derjenigen **Kostenblöcke** durchgeführt, die sich in den beiden Szenarien unterscheiden. Das Stromszenario resultiert in **annualisierten Mehrkosten im Jahr 2050 in Höhe von ~2,9 Mrd. €** im Vergleich zum Gasszenario (reale Werte 2015 €).
- Bei Betrachtung des gesamten Zeitraumes von 2017 bis 2050 entstehen im Stromszenario **Mehrkosten von ~56 Mrd. €** im Vergleich zum Gasszenario (reale Werte 2015 €). Wichtig zu betonen ist, dass dies **keine Aussage über die gesamthaften Kosten des Energiesystems** darstellt, sondern nur ein Vergleich relevanter Kostenblöcke ist.
- **Kostentreiber** für das Stromszenario sind Technologiekosten im Gebäudebereich, die Elektrifizierung im Industriesektor, benötigte konventionelle Erzeugungskapazität inklusive der Reservekapazität & das Stromverteilstromnetz. Im Gasszenario treten etwas höhere Kosten für Power-to-Gas und das Gasverteilstromnetz auf als im Stromszenario (diese erklären die negativen Mehrkosten in der untenstehenden Grafik).

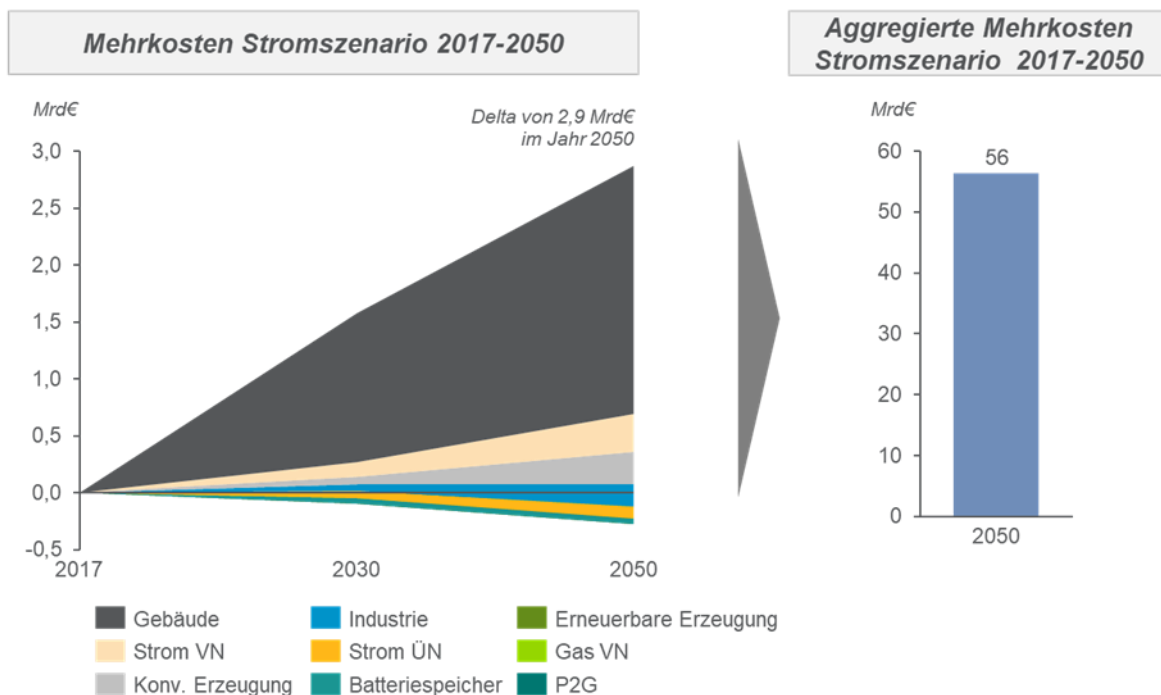


Abbildung 1: Hochlauf der Mehrkosten des Stromszenarios und aggregierte Mehrkosten des Stromszenarios

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

CAPEX	Capital expenditures
CCGT	Closed-cycle-Gasturbine
CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient of Performance
FOPEX	Fixed operating expenditures
GWP	Großwärmepumpe
HWK	Heizkraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquified natural gas
M€	Millionen Euro
MFH	Mehrfamilienhaus
Mrd. €	Milliarden Euro
NWG	Nichtwohngebäude
OCGT	Open-cycle-Gasturbine
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Wandlung von Strom in Energieträger, Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff
PV	Photovoltaik
ST	Solarthermie
THG	Treibhausgasemissionen
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
VOPEX	Variable operating expenditures
WP	Wärmepumpe

INHALTSVERZEICHNIS

Zusammenfassung	i
Abkürzungsverzeichnis	iii
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Zielsetzung & Struktur des Reports	1
2 Szenarientwicklung	3
2.1 Weitgehende Dekarbonisierung als Zielbild	3
2.2 Beschreibung der Szenarien	3
2.2.1 Speichertechnologien für saisonale Speicherung	4
2.2.2 All-Electric Szenario	7
2.2.3 Stromszenario	7
2.2.4 Gasszenario	8
2.2.5 Verwendete Szenarien	9
2.3 Energetische Ausgangssituation und betrachtete Blöcke	9
2.4 Stromnachfrage	10
2.4.1 Gebäude	11
2.4.2 Verkehr	13
2.4.3 Industrie und Fernwärme.....	13
2.4.4 Sonstige.....	15
2.5 Stromerzeugung	15
2.6 Speicher.....	16
2.7 Resultierende Lastprofile.....	16
2.8 Gasnachfrage	18
2.8.1 Gebäude.....	19
2.8.2 Verkehr	19
2.8.3 Industrie und Fernwärme.....	20
2.9 Gasversorgung	20
2.9.1 Biomethanpotential.....	21
2.9.2 Fossiles Gas	22
2.9.3 Power-to-Gas	22
2.10 Gegenüberstellung Kernergebnisse beider Szenarien	23
3 Kostenvergleich der Szenarien	25
3.1 „Deltabetrachtung“ der wichtigsten Kostenblöcke	25
3.2 Annahmen zu den relevanten Kostenblöcken.....	26
3.2.1 Gebäude	26
3.2.2 Industrie	27
3.2.3 Erzeugung	28
3.2.4 Speicher und Power-to-Gas	29
3.2.5 Infrastruktur Gas	30
3.2.6 Infrastruktur Strom	30
3.3 Gegenüberstellung der untersuchten Kostenblöcke beider Szenarien	31
4 Fazit	33
5 Quellen	34

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrund

In der politischen Diskussion zur Dekarbonisierung des Energiesystems wird oft der Elektrifizierung und der Sektorkopplung eine Schlüsselrolle zugewiesen. Wenig beachtet bleibt dabei oft die Frage nach der Rolle von grünem Gas, d. h. von Biogas oder aus erneuerbarem Strom produzierten synthetischen Gasen wie z.B. Wasserstoff. Damit verbunden ist der Wert der bestehenden Gasinfrastruktur in unserem zukünftigen Energiesystem zu klären. Als saisonaler Energiespeicher kann Grünes Gas eine bedeutende Rolle zur Versorgungssicherheit zukünftiger, stärker erneuerbarer und dezentral ausgelegter Energiesysteme leisten.

Der Pariser Klimavertrag von 2015 sieht eine Beschränkung der globalen Erwärmung auf 2° vor (Ziel: 1,5°). Um dieses Ziel zu erreichen, sollten in 2050 keine Nettoemissionen mehr anfallen. Vor diesem Hintergrund haben sich sowohl Österreich als auch die EU ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt: Bis 2050 sollen die Treibhausemissionen (THG) um 80 bis 95 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Für die Erreichung dieser Ziele sind drastische Veränderungen in allen Sektoren notwendig.

In der politischen Diskussion wird der Elektrifizierung vermehrt eine Schlüsselrolle zur Zielerreichung zugewiesen, d. h. dem verstärkten Einsatz von Strom im Verkehr, dem Wärmebereich und der Industrie, sowie der Sektorkopplung. Mit Sektorkopplung ist die zunehmende Integration von Wärme, Strom, und Brennstoffmärkten sowie deren flexible Speicherung, Überführung ineinander sowie flexible Abnahme gemeint. Auf der Stromerzeugungsseite führt dies zu einem hohen Bedarf an fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung. Das Zielbild einer weitgehenden Dekarbonisierung kann jedoch grundsätzlich mit verschiedenem starkem Einsatz von erneuerbarem Strom oder grünem Gas erreicht werden. Um keine unnötigen volkswirtschaftlichen Kosten zu erzeugen, gilt es herauszufinden, welche Rolle grünes Gas im österreichischen Energiesystem spielen kann.

Grünes Gas umfasst Biomethan oder mit erneuerbarem Strom erzeugter synthetische Gase wie Wasserstoff oder Methan. Grünes Gas kann sowohl zur Dekarbonisierung als auch bei der Sektorkopplung kurz-, mittel- als auch langfristig einen wertvollen Beitrag leisten. Durch das begrenzte Potential von Biomethan wird bei den besonders ambitionierten Klimazielen synthetisches Gas eine immer größere Rolle spielen. Dabei versteht man unter synthetischen Gasen sowohl mit Power-to-Gas-Anlagen (PtG) durch Elektrolyse von Wasser erzeugten Wasserstoff als auch die Produktion von synthetischem Methan. Dieses kann insbesondere bei der steigenden Fluktuation der erneuerbaren Stromerzeugung als zusätzlicher Speicher dienen und gegebenenfalls den notwendigen Ausbau von Stromnetz und erneuerbaren Kapazitäten begrenzen. Zusätzlich kann synthetisches Gas auch dort eingesetzt werden, wo eine Elektrifizierung nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist (z. B. im Verkehrs-, Wärme- und Industriesektor). Entsprechend kann auch die bereits bestehende Gasinfrastruktur einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems und unserer Gesellschaft leisten.

1.2 Zielsetzung & Struktur des Reports

Dieser Report will zur Festlegung der Rolle von grünem Gas im zukünftigen Energiesystem in Österreich beitragen. Hierfür werden relevante Szenarien entwickelt und im Rahmen einer Deltabetrachtung werden die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten der jeweiligen Szenarien verglichen. Es wird keine gesamtwirtschaftliche Optimierungsrechnung angestrebt.

In Kapitel 2 werden das Zielbild definiert und die betrachteten Szenarien entwickelt. Danach werden die Ergebnisse gegenübergestellt. In Kapitel 3 werden die wichtigsten Kostenblöcke identifiziert und wiederum für die Szenarien verglichen. Der Report schließt mit Kapitel 4 und einem Fazit zur Rolle von grünem Gas.

2 SZENARIENENTWICKLUNG

Zur Festlegung der zu untersuchenden Szenarien ist es in einem ersten Schritt notwendig, das Zielbild dieser Studie zu definieren. Danach werden relevante Szenarien entwickelt und die Nachfrage und Erzeugungsseite sowie Speichermöglichkeiten und Power-to-X (PtX) Bedarfe für die Szenarien beschrieben. Das Kapitel endet mit einer Gegenüberstellung der Kernergebnisse.

2.1 Weitgehende Dekarbonisierung als Zielbild

Der Pariser Klimavertrag von 2015 sieht eine Beschränkung der globalen Erwärmung auf 2° vor (Ziel: 1,5°). Um dieses Ziel zu erreichen, sollten in 2050 keine Nettoemissionen mehr anfallen. Vor diesem Hintergrund sollte Österreich weitreichend dekarbonisieren, d. h. bis zu 95 %.

Das Zielbild für unsere Analyse ist daher eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der energiebedingten Emission in allen Sektoren.

In der #mission 2030 bekennt sich Österreich bereits zu einer aktiven Klimaschutzpolitik und einem konsequenten Dekarbonisierungspfad bis 2050, wobei die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 36 % gegenüber 2005 reduziert werden sollen.

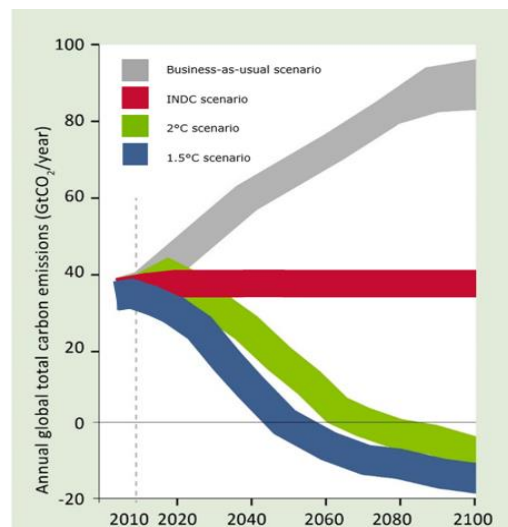


Abbildung 2 Dekarbonisierungspfade

2.2 Beschreibung der Szenarien

Das Zielbild einer weitgehenden Dekarbonisierung kann mit verschieden starkem Einsatz von erneuerbarem Strom oder grünem Gas erreicht werden. Die folgende Grafik illustriert dies und zeigt drei mögliche Ausgestaltungen in Form von drei grünen Kreisen auf der konvexen Linie:

- All-electric Szenario: Elektrifizierung aller relevanten Sektoren und keine Nutzung der Gasinfrastruktur
- Stromszenario: Starke Elektrifizierung aber Nutzung von grünem Gas um Spitzenlasten abzudecken, dabei keine Nutzung des Gasverteilnetzes
- Gasszenario: Stärkerer Mix aus erneuerbarem Strom und grünem Gas, weiterhin Nutzung der Gas(verteilnetz)infrastruktur

Unsere Hypothese ist dabei, dass eine sehr extreme Systemauslegung wie im All-electric Szenario aufgrund von teurer saisonaler Stromspeicherung, signifikantem Stromnetzausbau und Integration von Erneuerbaren zu höheren Gesamtkosten des Energiesystems führt als eine Auslegung des Systems, die die bestehende Gasinfrastruktur für grünes Gas weiterverwendet. Diese Hypothese hat sich bereits in anderen Kontexten (EU, Deutschland) bestätigt.

Im Folgenden starten wir mit einem kurzen Exkurs zum Thema saisonale Speicherung, da diese essentiell für das weitere Verständnis der Szenarientwicklung ist. Im Nachgang beschreiben wir kurz alle drei Szenarien.

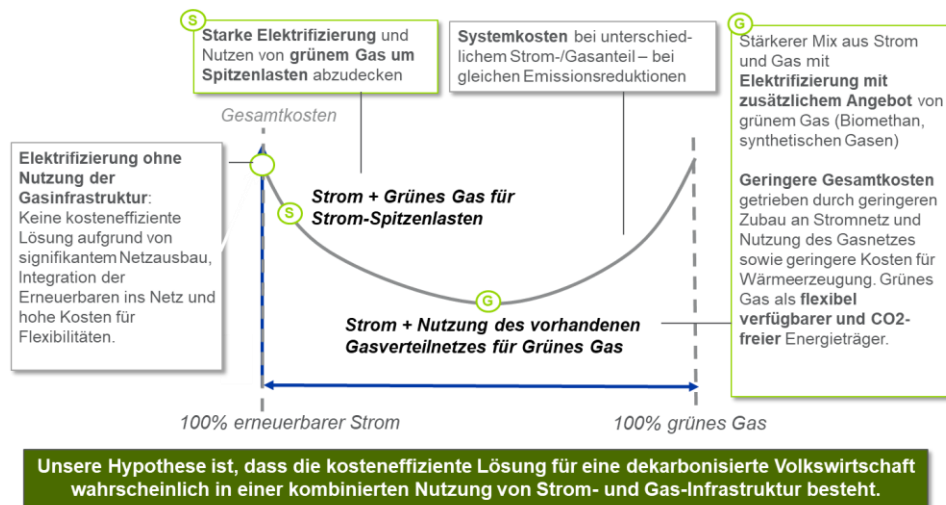


Abbildung 3 Übersicht verschiedener Szenarien (All electric, Strom und grünes Gas für Strom - Spitzenlasten, Strom und Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur)

2.2.1 Speichertechnologien für saisonale Speicherung

Bei der Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems im Rahmen eines solchen Dekarbonisierungsziels ist mit einem hohen Anteil volatiler, erneuerbarer und zunehmend dezentraler Stromerzeugung das Thema der Speicherung und insbesondere zeitliche Speicherdauer essentiell und wird daher hier in einem Exkurs ausführlicher besprochen: Bei der zeitlichen Speicherdauer wird zum einen zwischen der kurzfristigen Speicherung (z. B. zur Optimierung von Eigenverbrauch), mittelfristigen und der besonders systemrelevant längerfristigen, saisonalen Speicherung unterschieden. Diese wird zum Beispiel relevant, wenn in den Sommermonaten Überschüsse aus Solar- und Windenergie produziert werden, die jedoch in kalten, dunklen Wintermonaten zur Deckung der Nachfrage gebraucht würden. Für die mittelfristige Speicherung betrachten wir Pumpspeicher und Power-to-Gas Lösungen für die langfristige Speicherung. Die folgende Grafik bietet einen Überblick über Speichertechnologien. Unterschiedliche Speichertypen sind aus technischer und aus ökonomischer Sicht für verschiedene Einsätze im Energiesystem geeignet.

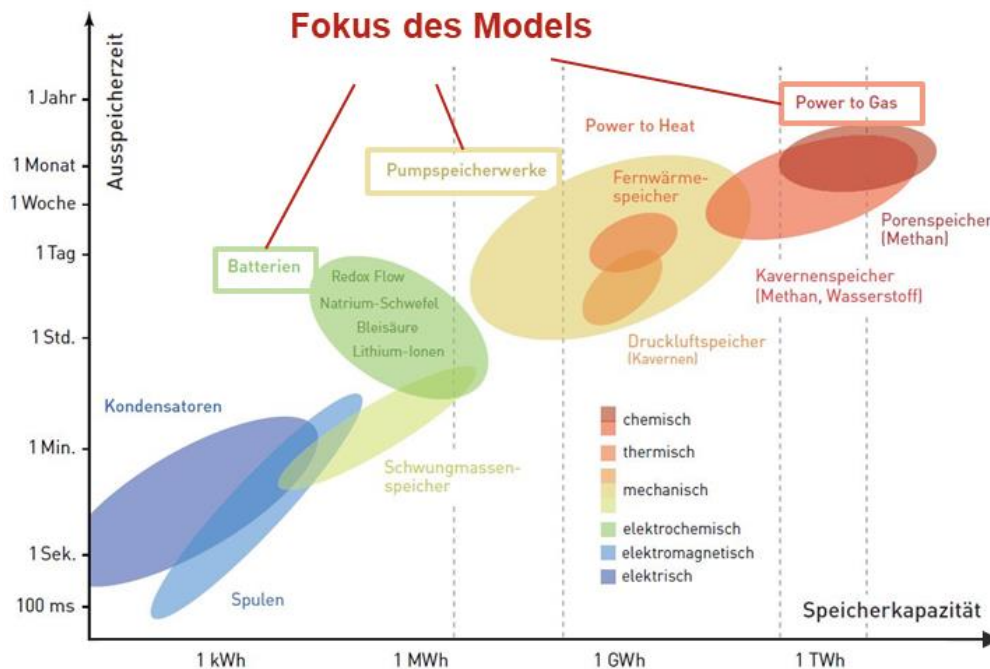


Abbildung 4 Übersicht über unterschiedliche Speichertypen (Frontier Economics, 2017), (Sterner et al. 2014 zit. nach (Frontier Economics, 2017)), Navigant Analyse

Batterien sind als elektrochemische Speicher für die **kurzzeitige Speicherung** (Minuten bis wenige Tage) von Strom geeignet. Sie werden dezentral zur Eigenverbrauchs-optimierung und Strombezugskostenminimierung eingesetzt und können helfen, Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren durch den Ausgleich von Schwankungen zu integrieren. Zentral können sie systemdienlich zur Frequenzhaltung eingesetzt werden. Aufgrund der hohen Investitions- und geringen Betriebskosten, eignen sich Batteriespeicher nicht zur saisonalen Speicherung. Die Kosten von Li-ion Batterien werden von der Speicherdauer bestimmt, die Anzahl der Vollzyklen (Ladezyklen) hat den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batterieprojekts.

Pumpspeicherwerke nutzen die Lageenergie von Wasser, sie speichern über Pumpen ein und über Turbinen aus. Pumpspeicher eignen sich zur **mittelfristigen Speicherung** (Stunde bis Monat) aufgrund ihrer beliebig langen Vorhaltezeit für die gespeicherte Energie, da kaum Speicherverluste auftreten (bis auf Verdunstung und Versickerung) und die schnelle Verfügbarkeit durch kurze Ein- und Umschaltzeiten.

Power-to-Gas beschreibt die Umwandlung von (überschüssigem) Strom in Gas durch Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff. Zudem kann aus Wasserstoff in einer katalytischen oder biologischen Synthese mit Kohlendioxid (CO₂) Methan erzeugt werden (UBA, 2016). Diese synthetischen Gase können direkt genutzt oder als Speichermedium für energetische und stoffliche Anwendungen genutzt werden. Das Gas kann für kurzfristige Zwecke in oberirdischen Speichern oder langfristig in geeigneten unterirdischen Porenlagerstätten gespeichert bzw. in das Erdgasnetz eingespeist werden und findet Verwendung im Wärme- und Mobilitätssektor sowie in der Industrie oder kann zurück zu Strom umgewandelt werden. Aufgrund der hohen Speicherkapazität, der geringen Selbstentladung sowie den hohen Verlusten je Speicherzyklus ist die Technologie vor allem für die **langfristige/saisonale Speicherung** geeignet.

Kurz erwähnt werden sollte hier auch **Power-to-Liquid**: Dies bezeichnet die Bereitstellung flüssiger Kraftstoffe mithilfe von Strom. Der durch Elektrolyse gewonnene Wasserstoff wird mit CO oder CO₂ zu flüssigen Kohlenwasserstoffen synthetisiert. Mögliche Wege hierzu sind die Methanolsynthese und eine anschließende mehrstufige Konversion sowie die Fischer-Tropsch-Synthese.

Die Steuerbarkeit und Regelbarkeit ist bei allen Batterien, Pumpspeicher und Power-to-Gas ähnlich gut. Für die Überbrückung einer längeren Dunkelflaute ist insbesondere **die Dauer der Stromabrufbarkeit** entscheidend. Technologien wie Batterien und Pumpspeicherkraftwerke können mehrere Stunden Strom – Abrufbarkeit zur Verfügung stellen. Die **Power-to-Gas Technologie mit Rückverstromung in Gaskraftwerken könnten dahingegen als Langfristspeicher dienen** und eine hohe Dauer der Stromabrufbarkeit bereitstellen. Die deutsche Bundesregierung bestätigt in Ihrem Ergebnispapier Strom, dass die **Nutzung von Power-to-Gas zumindest für die Langfristspeicherung nicht vermeidbar** ist (BMW, 2017).

Ein **Kostenvergleich** der unterschiedlichen Speicherarten zeigt, dass Batteriekosten mit zunehmender Speicherdauer stark ansteigen (siehe folgende Abbildung). Die Kosten von Li-ion Batterien werden von der Speicherdauer bestimmt, die Anzahl der Vollzyklen (Ladezyklen) hat den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batterieprojekts. Für die Kosten von Power-to-Gas wurden nur die Speicherkomponenten Einspeicherung (Power-to-Gas – Elektrolyse und ggf. Methanisierung) und Speicherung (Gaskavernen und Porenspeicher) abgebildet. Die Ausspeicherung wird über Gaskraftwerke angesetzt. Expertenschätzungen gehen davon aus, dass die Kosten für Batterien und Power-to-Gas bis 2050 stark sinken und die Kosten für Pumpspeicher auf ähnlichem Niveau wie heute bleiben werden.

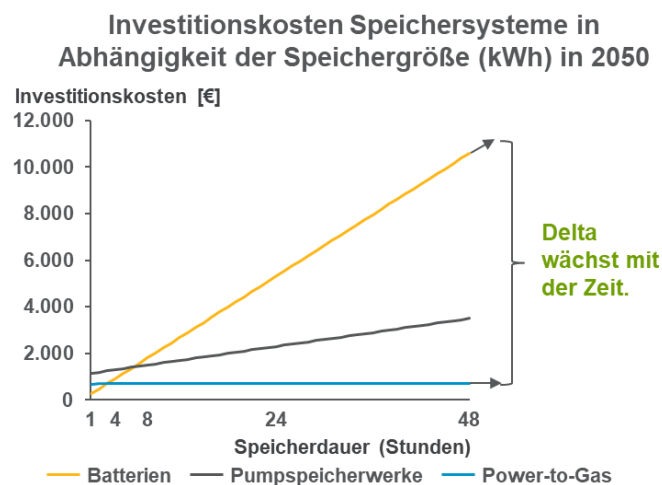


Abbildung 5: Übersicht der Investitionskosten verschiedener Speichersystems in Abhängigkeit der Speichergöße (Agora, 2015), (Navigant Research, 2018)

Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- Aufgrund der kurzen Einspeicherdauer und begrenzten Kapazität spielen Batteriespeicher nur eine stark begrenzte Rolle bei der kritischen Frage der saisonalen Speicherung und der Deckung von Lastspitzen.
- Aus techno-ökonomischer Sicht sind Batterien für kurze Speicherung geeignet und werden auch nicht das benötigte Speichervolumen für saisonale Speicherung bieten können.

- Power-to-Gas ist die relevante Option für eine langfristige Speicherung, während für Pumpspeicher eine Volumenbegrenzung besteht und sich diese für die mittelfristige Speicherung eignen.
- „Power-to-Gas“ ist zur Überbrückung von Dunkelflauten, welche ggfs. eine längere Dauer der Stromabrufbarkeit erfordert, wichtig.

2.2.2 All-Electric Szenario

Ein *All-Electric* Szenario nutzt ausschließlich elektrische Anwendungen (z. B. Wärmepumpen in Gebäuden und Elektroautos im Verkehr). Stromnetze und –speicher müssten signifikant ausgebaut werden, die vorhandene Gasinfrastruktur (Gasleitungen und –speicher) wird außer Betrieb genommen.

Saisonale Schwankungen im Wärmebedarf führen zu großen Herausforderungen, vor allem bezüglich der Dimensionierung der Kapazitäten, der Stromnetze und der Speicherung. Der Bedarf kann nicht alleine über Zubau von Erneuerbaren abgedeckt werden, sondern erfordert (de-)zentrale Speicher. Die Kosten der Speichermöglichkeiten sind hierbei ein entscheidendes Kriterium.

Durch einseitiges Setzen auf Strom werden bestimmte technologische (Speicher-) Optionen systematisch ausgeschlossen, dadurch wird das Optimierungspotential eingeschränkt. Es entstehen **hohe Kosten für Flexibilitäten. Fehlende Technologieoptionen für eine langfristige saisonale Stromspeicherung** führen dazu, dass die Deckung der saisonal schwankenden Nachfrage mit hohem Aufwand verbunden und zudem prohibitiv teuer wäre (vgl. z. B. (Frontier Economics, 2017), (Enervis , 2017), (Energy Brainpool, 2018)).

Die deutsche Bundesregierung hat erkannt, dass die **Nutzung von Power-to-Gas zumindest für die Langfristspeicherung nicht vermeidbar** ist (BMW, 2017). Die TU Wien (*Wärmewende*) errechnet, dass eine **vollständige Elektrifizierung der Wärmebereitstellung elektrische Spitzenlasten i. H. v. 90 % der derzeitigen Jahreshöchstlast der gesamten elektrischen Last** entspricht (TU Wien, 2018). Dies würde signifikante zusätzliche Investitionen in den Kraftwerkspark erfordern.

Daher wird das All Electric Szenario im Weiteren nicht betrachtet, da es als prohibitiv teuer und unrealistisch angesehen wird.

2.2.3 Stromszenario

Das Stromszenario setzt hauptsächlich auf Strom zur Deckung des Endenergiebedarfs, wobei Spitzenlasten durch grünes Gas gedeckt werden können, das Gasverteilnetz aber nicht genutzt wird.

Im **Gebäudebereich** werden keine Gasanwendungen beim Endkunden durch die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung vorgenommen. Die Dämmstandards sind – wie auch im Gasszenario - ambitioniert. Der Wärmemix im Stromszenario basiert auf Strom, Fernwärme und Biomasse. Der Einsatz von Luft-/ Erdwärme-Wärmepumpen ist im Stromszenario deutlich höher als im Gasszenario.

Im **Verkehrsbereich** werden 80 % der PKW und der leichten Nutzfahrzeuge elektrisch und die anderen 20 % über synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe betrieben. Alle Schwerlastfahrzeuge werden über synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe betrieben. LNG/CNG (Liquified natural gas / Compressed Natural Gas) fungieren als Übergangstechnologien. Von der Analyse ausgenommen werden der Schiffs-, Flug- und Zugverkehr. Somit wird ausschließlich der Straßenverkehr betrachtet.

In der **Industrie** werden im Stromszenario die meisten Prozesse, soweit möglich, in den Niedrig- bis Mittel-Temperaturbändern (<150°, 150-400°) vollständig elektrifiziert. Hochtemperaturen (Wärmebedarf) werden über grünes Gas und Biomasse (50 % Biomasse, 50 % grünes Gas) erzeugt. In der Eisen- und Stahlindustrie wird der klassische Hochofenprozess über die integrierte Route, derzeit 91 % aller Anlagen (Quelle: Voestalpine), auf die Wasserstoff-Direktreduktion umgestellt. Insgesamt werden fünf Kernsektoren (basierend auf ihrer Größe und wirtschaftlichen Bedeutung für Österreich) betrachtet. Dies sind die Chemie-, Papier-, Eisen- und Stahlindustrie, Nahrungsmittel- und die Glasindustrie.

Im Stromszenario besteht ein höherer Bedarf an elektrischer Energie und damit einhergehend eine höhere Leistung bei der **Stromerzeugung**. Strom wird über zentrale sowie private Dach-PV-Anlagen, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse erzeugt. Den größten Zubau bedarf es vor allem bei PV- und Windkraftanlagen. Im Vergleich zum Gasszenario werden mehr elektrische, kurzfristige Flexibilitätsmaßnahmen (Batterien) benötigt. Gleichzeitig wird die langfristige/saisonale Speicherung und die Versorgungssicherheit über Power-to-Gas sichergestellt.

Während das Gasübertragungsnetz in Zukunft für die Bereitstellung von grünem Gas zur Power-to-Gas Produktion genutzt wird, wird das **Gasverteilnetz** im Stromszenario **nicht mehr genutzt**. Das **Stromnetz** (Übertragungs- und Verteilnetz) wird deutlich ausgebaut.

2.2.4 Gasszenario

Das Gasszenario setzt auf ein ausgewogeneres Verhältnis von erneuerbarem Strom und grünem Gas.

Im Gasszenario werden im **Gebäudebereich** (grüne) Gasanwendungen beim Endkunden genutzt. Der Dämmstandard ist wie auch im Stromszenario ambitioniert. Der Wärmemix basiert auf grünem Gas, Hybrid-Wärmepumpen, Strom (Luft-/Erdwärme-Wärmepumpe), Fernwärme und Biomasse.

Wie auch im Stromszenario werden im Gasszenario im **Verkehr** 80 % der PKW und der leichten Nutzfahrzeuge elektrisch und die anderen 20 % über synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe betrieben. Alle Schwerlastfahrzeuge werden über synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe betrieben. LNG/CNG (Liquefied Natural Gas / Compressed Natural Gas) fungieren als Übergangstechnologien. Von der Analyse ausgenommen werden der Schiffs-, Flug- und Zugverkehr.

In der **Industrie** werden im Gasszenario nur wenige Prozesse, die in den Niedrig- bis Mittel-Temperaturbändern (<150°, 150-400°) elektrifiziert werden könnten, elektrifiziert. Eine Ausnahme stellt die Eisen- und Stahlindustrie dar. Hier wird, wie auch im Stromszenario, der klassische Hochofenprozess über die integrierte Route auf die Wasserstoff-Direktreduktion umgestellt. Detaillierter betrachtet wurden die fünf Kernsektoren Chemie, Papier, Eisen und Stahl, Nahrungsmittel und Glas.

Im Gasszenario besteht ein höherer **Bedarf an grünem Gas und Power-to-Gas (PtG)**. Strom wird über zentrale sowie private Dach-PV-Anlagen, Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse erzeugt. Auch hier findet der größte Zubau bei PV- und Windkraftanlagen statt. Der Strom wird sowohl für die allgemeine Stromversorgung als auch zur Herstellung von grünem Gas und PtG verwendet. Im Vergleich zum Stromszenario werden weniger elektr./kurzfristige Flexibilitätsmaßnahmen (Batterien) benötigt. Die langfristige/saisonale Speicherung und eine Versorgungssicherheit über PtG sichergestellt.

Das **vorhandene Gasverteilnetz wird genutzt**. Es findet lediglich eine Nachverdichtung statt, jedoch keine neue Erschließung. Das **Stromnetz** (Übertragungs- und Verteilnetz) wird deutlich ausgebaut.

2.2.5 Verwendete Szenarien

Aufgrund des Ausschlusses des All-electric Szenarios werden in der Analyse nur das Strom- und das Gasszenario betrachtet und verglichen. Die unterstehende Tabelle fasst die Kernunterschiede der beiden Szenarien zusammen.

Tabelle 1: Übersicht der untersuchten Szenarien

Bereich	Stromszenario S Strom + Grünes Gas für Strom-Spitzenlasten	Gasszenario G Strom + Nutzung des vorhandenen Gasverteilnetzes für Grünes Gas
	Keine Gasanwendungen beim Endkunden durch Elektrifizierung der Wärmeerzeugung Dämmstandard ambitioniert Wärmemix basierend auf Strom (Luft-/Erdwärme-Wärmepumpe; deutlich höher als in Gasszenario), Fernwärme, Biomasse	Nutzung von (grünen) Gasanwendungen beim Endkunden Dämmstandard ambitioniert Wärmemix basierend auf grünem Gas, Hybrid-Wärmepumpe, Strom (Luft-/Erdwärme-Wärmepumpe), Fernwärme, Biomasse
	Identisch in beiden Szenarien PKW & Leichte Nutzfahrzeuge: 80% elektrisch, 20% synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe; Fracht: 100% synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe LNG/CNG als Übergangstechnologien. Nicht betrachtet: Schiffs-, Flug, Zugverkehr	
	Elektrifizierung der meisten Prozesse soweit möglich in Niedrig- bis Mittel-Temperaturbändern (<150°, 150-400°), Hochtemperatur mit grünem Gas Betrachtete Sektoren: Chemie, Papier, Stahl, Nahrung, Glas	Nur wenige Prozesse elektrifiziert, höherer Anteil von grünem Gas
	Höherer elektrischer Bedarf/ Leistung für Erzeugung: PV, Wind, Hydro, Zubau insb. PV, Wind; Mehr elektr./kurzfristige Flexmaßnahmen (Batterien), langfristige Speicherung und Sicherstellen Versorgungssicherheit über PtG	Höherer Bedarf an grünem Gas Höherer PtG Bedarf
	Gasverteilnetz wird nicht genutzt Ausbau Stromnetz (Übertragungs- / Verteilnetz)	Vorhandenes Gasverteilnetz wird genutzt, Nachverdichtung, keine neue Erschließung

2.3 Energetische Ausgangssituation und betrachtete Blöcke

Laut Statistik Austria betrug der energetische Endverbrauch in Österreich im Jahr 2017 317 TWh. Dabei fiel der größte Bedarf im Verkehrsbereich mit 109 TWh an, gefolgt vom produzierenden Bereich und den privaten Haushalten. Der bedeutendste Energieträger war mit großem Abstand Öl mit 120 TWh. Weitere wichtige Energieträger waren elektrische Energie (63 TWh), Gas (55 TWh) und biogene Energieträger (44 TWh) (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, 2018).

Tabelle 2: Energetischer Endverbrauch 2017 in TWh

	Indu- strie	Ver- kehr	Dienst- leistungen	Priv. Haus- halte	Landwirt- schaft	Summe	Prozent (in %)
Biogene	17	6	1	18	2	44	14
Fernwärme	3	-	8	9	0	21	7
Kohle	4	-	-	0	-	5	2
Brennb. Abfälle	4	-	-	-	-	4	1
Strom	26	3	15	19	1	63	20

Umgebungs- wärme	0	-	1	3	0	5	2
Gas	32	3	6	13	1	55	17
Öl	6	96	2	13	2	120	38
Summe	92	109	33	76	6	317	100

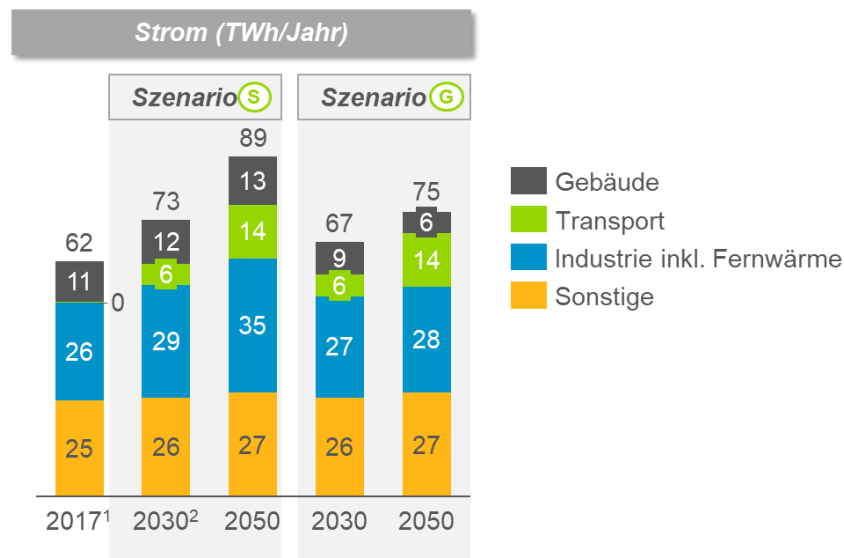
Quelle: (Statistik Austria, 2018), (Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus, 2018)

Der Analyse **dieses Berichts liegt ein energetischer Endverbrauch in 2017 von 302 TWh zugrunde**. Die Differenz begründet sich primär in der Beschränkung der Analyse im Verkehrsbereich auf den Straßenverkehr, da der Flug-, Schiffs- und der Schienenverkehr unberücksichtigt bleiben. Dadurch ergibt sich ein Delta von ca. 2 TWh im Stromverbrauch, von 3 TWh im Gasverbrauch und von 9 TWh im Ölverbrauch, die unberücksichtigt bleiben.

Bis zum Jahr 2050 reduziert sich der energetische Endenergieverbrauch im Stromszenario um 40 % auf 191 TWh und im Gasszenario um 43 % auf 183 TWh (jeweils unter Einbezug von Umgebungswärme). Dies wird im Folgenden näher betrachtet.

2.4 Stromnachfrage

Bevor wir die vier bei der Analyse betrachteten Bereiche: Gebäude, Verkehr, Industrie inklusive Fernwärme und Sonstige näher beschreiben, stellen wir zunächst zur Übersicht das Ergebnis der Stromnachfrage beider Szenarien für 2017, 2030 sowie 2050 dar. Der sonstige Strombedarf beinhaltet jeglichen Strombedarf, der in der Analyse nicht explizit berechnet wird (z. B. Landwirtschaft und Haushaltsstrom).



¹ Werte für Industrie von 2016 ² Lineare Entwicklung von 2017 – 2050 angenommen

Abbildung 6: Stromnachfrage im Strom- und im Gasszenario in den Sektoren

Das Stromszenario zeigt eine höhere direkte Stromnachfrage¹ der Nachfragesektoren in 2050 gegenüber dem Gasszenario (89 vs. 75 TWh). Dies ist getrieben durch die Elektrifizierung im Industriesektor sowie im Verkehrssektor, denn im Stromszenario werden – wie im Gasszenario – 80 % der PKW und leichten Nutzfahrzeuge elektrisch betrieben. Die Elektrifizierung im Gebäudesektor über Wärmepumpen resultiert nur in einem geringen Mehrverbrauch, da der zusätzliche Bedarf größtenteils durch den Rückgang von Stromdirektheizung kompensiert wird.

Die Zunahme in der Stromnachfrage im Gasszenario wird allein durch den erhöhten Bedarf im Verkehr getrieben. Der Strombedarf im Gebäudebereich sinkt deutlich.

2.4.1 Gebäude

Im Gebäudesektor ist der Strom- und Gasbedarf durch die Entwicklung des Gebäudebestandes (Neubau, Sanierung, Abriss), des Dämmstandards und des Technologie-Mixes getrieben.

Die Entwicklung des Gebäudebestandes (der Flächen) ist in beiden Szenarien gleich angenommen und ist von der Studie *Wärmezeit 2050* der TU Wien übernommen (TU Wien, 2018). Die Studie geht davon aus, dass die derzeitige gesamte beheizte Gebäudegrundfläche in 2017 gemäß (Müller et al., 2017, zit nach (TU Wien, 2018)) im Bereich von etwa 720 Mio. m² liegt. Die Studie unterstellt im Wärmewende Szenario, dass bis 2025 durchschnittlich etwa 6,5 Mio m² pro Jahr dazukommen bzw. der jährliche prozentuale Zuwachs (Neubau abzüglich Abriss) ca. 0,9 % beträgt. Zwischen 2025 – 2050 reduziert sich durch geringere Bevölkerungszuwachsraten sowie durch ca. 25 % weniger Fläche in Neubauten der jährliche Flächenzuwachs auf im Schnitt 2,7 Mio m² bzw. auf einen jährlichen durchschnittlichen Zuwachs von 0,3 % pro Jahr. In 2050 beträgt der Gebäudebestand 835 Mio m² (TU Wien, 2018). Dabei besteht der Bestand zu 41 % aus Einfamilienhäusern, zu 31 % aus Mehrfamilienhäusern und zu 28 % aus Nichtwohngebäuden, bezogen auf die Fläche; basierend auf (TU Wien, 2018), (Eurostat (EU-SILC), 2018), (Navigant - Gebäudemodell, 2013). Die Berechnung des Gas- und Strombedarfs in 2050 stützt sich auf folgendes Mengengerüst: Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Nichtwohngebäude, jeweils unterteilt in die Fälle Neubau und Sanierung.

Die Entwicklung des Dämmstandards ist in beiden Szenarien gleich angenommen. In 2050 werden für das Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Nichtwohngebäude durchschnittliche gebäudetypenspezifische Energiebedarfe für die Wärmebereitstellung (Raumwärme und Warmwasser) angenommen. Wir unterscheiden insgesamt vier Fälle: 1) Neubau und drei verschiedene Sanierungsfälle: Gebäude welche 1) bis 2050 umfassend energetisch saniert, 2) bis 2050 teilsaniert und 3) bis 2050 nicht mehr saniert werden. In die Bestimmung der Verteilung des Gebäudebestandes fließen die im obigen Abschnitt angegebene Zuwachsrate und eine unterstellte Renovierungsrate in Höhe von 2 % ein. Die ambitionierte 2 % Renovierungsrate wird unterstellt, um die Klimaziele zu erreichen (eigene Berechnungen, basierend auf der Studie (UBA, 2016), (Navigant - Gebäudemodell, 2013), OIB 2014, zit. nach (TU Wien, 2018)). Der Energiebedarf in Neubauten bzw. bei energetischer Sanierung ist konsistent mit den Anforderungen der Definition des Niedrigstenergiegebäudes von Österreich (30 bzw. 45 kWh/ m²) (OIB 2014, zit. nach (TU Wien, 2018)). Folgende Tabelle gibt eine Übersicht der zugrunde gelegten spezifischen Energiebedarfe für Raumwärme in kWh/m² pro Jahr:

¹ Die Stromnachfrage in diesem Kapitel bezieht sich lediglich auf die direkte Nachfrage nach Strom, der auch als solcher eingesetzt wird. Davon unberührt bleibt der Strombedarf für die Produktion von grünem Gas und PtG.

Tabelle 3: Durchschnittliche gebäudetypenspezifische Energiebedarfe für die Wärmebereitstellung (Raumwärme und Warmwasser) in 2050

Raumwärmebedarf in kWh/m ²	Einfamilienhaus	Mehrfamilienhaus	Nichtwohngebäude
Neubau	30	30	30
Umfassend energetisch saniert	45	45	45
Bis 2050 nicht mehr saniert (ist jetzt schon teilsaniert, bzw. ein neueres Gebäude)	100	60	60
Teilsaniert (wird bis 2050 teilsaniert)	120	100	100

Der Wärmemix in 2050 ist szenarienabhängig und basiert auf Wärmезukunft 2050 der TU Wien und Experteneinschätzungen des Gebäude-Teams von Navigant. Im Stromszenario basiert der Wärmemix in 2050 auf Strom. Der Anteil der Luft- und Erdwärme Wärmepumpe ist deutlich höher als im Gasszenario. (Grünes) Gas zur Wärmeerzeugung wird nicht genutzt und damit auch keine Hybridwärmepumpen². Dadurch ist der Strombedarf höher als im Gasszenario. Die Zunahme von Wärmepumpen erhöht die Peak Leistung, insbesondere da die Effizienz von Wärmepumpen bei sinkenden Außentemperaturen schlechter wird. Im Gasszenario sind die Anteile der reinen Wärmepumpen deutlich geringer. Die Hybridwärmepumpen, die neben Strom auch Gas für Spitzenlasten, bzw. bei zu geringen Außentemperaturen nutzen, haben einen Anteil von 14 %. Die Anteile von Fernwärme und Biomasse bleiben in beiden Szenarien gleich und machen zusammen rund 44%.

Tabelle 4: Anlagenbestand (Anteil der Fläche im Gebäudebestand) in 2050

Anteil in %	Stromszenario	Gasszenario
Gasboiler	0	24
WP Luft	38	12
WP Sonde	18	6
WP Hybrid Gas	0	14
Biomasse & Fernwärme	44	44

Auf Basis des Mengengerüstes und der energetischen Bedarfe für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) wird für die unterschiedlichen Gebäudetypen und für Neubau bzw. Bestandsgebäude über ein stündliches Lastprofil und stündliche hinterlegte Leistungskennzahlen der Wärmepumpen

² Eine Hybrid-Wärmepumpe besteht aus einer Wärmepumpe und einem weiteren Wärmeerzeuger. Die Wärmepumpe übernimmt die primäre Wärmeerzeugung. Solange die Temperaturunterschiede zwischen Heizsystem und Umweltwärmequelle klein sind, ist die Effizienz der Wärmepumpe hoch und sie erzielt einen hohen Wirkungsgrad. Sobald jedoch die Außentemperatur deutlich absinkt, wird das zweite Heizgerät zugeschaltet, um die Effizienz der Wärmepumpe aufrechtzuerhalten. Unter Berücksichtigung der Bedürfnisse und Außentemperaturen ermittelt die Regelung die bessere Technologie und verwendet sie. Vorteile der Hybrid Wärmepumpe sind, dass sie sehr wirtschaftlich betrieben und damit Heizkosten reduziert werden können. Im Vergleich mit einem reinen Brennwertkessel spart sie fossile Energie ein. Im Vergleich mit der reinen Wärmepumpe arbeitet sie bei niedrigen Außentemperaturen effizient, allerdings bleibt man abhängig von fossilen Rohstoffen (je nachdem mit welchem Wärmeerzeuger die Wärmepumpe kombiniert wird). Ein Nachteil ist, dass immer beide Systeme gewartet werden müssen und auch der Platzbedarf höher ist, als mit einem System.

(COP = Coefficient of Performance), bzw. der Effizienzen der Heizungssysteme (Gasboiler, Hybridwärmepumpe, Biomasse, Fernwärme) der Gesamtbedarf an Endenergie berechnet.

In **Stromszenario** ergibt sich für 2050 ein **Strombedarf** für die Bereitstellung von Wärme (Raumwärme und Warmwasser) von **13 TWh**. Im **Gasszenario** reduziert sich der **Strombedarf** für die Wärmebereitstellung in 2050 auf **6 TWh**.

2.4.2 Verkehr

Im Bereich Verkehr werden ausschließlich die Entwicklungen im **Straßenverkehr** betrachtet. Nicht betrachtet werden der Flug-, Schiffs- und Zugverkehr. Generell wird zwischen **PKW, leichter Fracht und Schwerlast** unterschieden. Für PKW und leichte Fracht werden zu 80 % Elektrofahrzeuge (Strom) angenommen und 20 % werden über synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe (Power-to-Liquid) betrieben. Alle Schwerlastfahrzeuge werden mithilfe synthetischer, dekarbonisierter Kraftstoffe (PtL) angetrieben. Der für Power-to-Liquid benötigte Wasserstoff wird in dem Kapitel zur Gasnachfrage aufgeführt.

Für die Berechnung des **Strombedarfes** im Verkehr für das Jahr 2050 werden die Fahrzeugtypen getrennt voneinander betrachtet. Für die **PKW** ergibt sich der Strombedarf in 2050 aus den für 2050 vom UBA angenommenen PKW-Kilometer und dem Stromverbrauch pro Kilometer. Die PKW-Kilometer für 2050 betragen 114.906.000.000 km (UBA, Krutzler, et al., 2017) und der angenommene Strombedarf pro Kilometer 0,149 kWh/km (Statistik Austria). Da angenommen wird, dass nur 80 % der PKW Elektrofahrzeuge sind, wird der so errechnete Strombedarf mal 0,8 gerechnet, um die Stromnachfrage von 13,7 TWh für PKW zu erhalten.

Im Falle der **leichten Frachtfahrzeuge** muss die zurückgelegte Strecke über die Anzahl der leichten Frachtfahrzeuge in 2050 in Österreich und der durchschnittlichen pro Fahrzeug zurückgelegte Strecke ermittelt werden. Diese Strecke wird anschließend mit dem für leichte Frachtfahrzeuge spezifischen Stromverbrauch pro Kilometer multipliziert. Die errechneten Fracht-Kilometer belaufen sich auf 2.235.487.995 (European Climate Foundation, 2010)³ und der Strombedarf pro Kilometer auf 0,185 kWh/km (European Climate Foundation, 2010). Unter der Berücksichtigung, dass nur 80 % der leichten Frachtfahrzeuge über Strom angetrieben werden, ergibt sich ein Strombedarf für diesen Fahrzeugtyp von 0,4 TWh für 2050.

Insgesamt ergibt sich somit eine **Stromnachfrage von 14,1 TWh** für den Bereich Verkehr.

Um in der späteren Analyse einen stündlichen Abgleich von Stromnachfrage und -erzeugung zu gewährleisten, wird ein Gesamtlastprofil für den Verkehrsbereich über ein typisches **Lastprofil** eines Elektrowagens (Ecofys, 2016) generiert, welches auf zahlreichen verschiedenen Elektrowagen basiert. Anschließend wird das erstellte typische Lastprofil mithilfe des Gesamtstrombedarfs (PKW und leichte Fracht) auf 2050 hochskaliert.

2.4.3 Industrie und Fernwärme

Im **Stromszenario** wird angenommen, dass zum einen die meisten Prozesse, soweit es möglich ist, in den Niedrig- bis Mittel-Temperaturbändern (<150°, 150-400°) vollständig elektrifiziert werden und zum anderen, dass in der Eisen- und Stahlindustrie der klassische Hochofenprozess auf die Wasserstoff-Direktreduktion umgestellt wird. Dafür werden typische Temperaturbänder in den fünf

³ Da die angegebene Quelle ausschließlich Angaben zum gesamten Euroraum macht, werden die europäische Zahlen mit dem Bevölkerungsanteil von AT an der EU in 2050 skaliert.

Kernsektoren der österreichischen Industrie betrachtet. Es ergibt sich ein Elektrifizierungspotential von 100 % in der Nahrungsmittelindustrie, von 70 % in der Papierindustrie, von 40 % in der Chemie- und 5 % in der Glasindustrie. Es wird angenommen, dass der Wärmebedarf im Hochtemperaturbereich im Stromszenario zu 50 % über Biomasse und zu 50 % über grünes Gas gedeckt wird.

Um in der späteren Analyse einen stündlichen Abgleich von Stromnachfrage und -erzeugung zu gewährleisten, werden zwei Lastprofile anhand zweier Produktionsrhythmen definiert: Ein konstantes Lastprofil, das eine 24/7-Produktion abbildet, sowie ein sogenannte „Batch“-Produktion, bei der eine volle Produktion wochentags zwischen 6 und 22 Uhr und andernfalls nur die Hälfte der Produktion läuft. Letzterer Produktionsrhythmus ist für die Nahrungsmittel- und Chemieindustrie üblich.

Der **Strombedarf** in der Industrie wird aus dem vom UBA angenommenen Energiebedarf aus Strom, Gas und Biomasse abgeleitet (UBA, Krutzler, et al., 2017). Der Strombedarf ergibt sich im **Stromszenario** aus der Differenz zwischen dem Gesamtenergiebedarf aus Strom und Gas (UBA) und dem mit Hinblick auf eine Elektrifizierung im Stromszenario berechneten verbleibenden Gasbedarf. Die genaue Herleitung des Gasbedarfs wird im Kapitel 2.8.3 beschrieben.

Zusammen mit dem Strombedarf für Fernwärme ergibt sich ein Strombedarf von **35 TWh** in 2050 für das **Stromszenario** für Industrie und Fernwärme.

Da im **Gasszenario** weniger Prozesse elektrifiziert werden, jedoch alle integrierten Routen in der Eisen- und Stahlindustrie auf Wasserstoff-Direktreduktion umgestellt werden, stimmt das hier gewählte Szenario mit dem Transitionsszenario vom UBA überein und es wird der gleiche Strombedarf für Industrie und Fernwärme von 28 TWh für 2050 angenommen.

Die Fernwärme wird in dieser Studie nicht explizit behandelt. Die beiden Szenarien unterscheiden sich nicht im Bereich Fernwärme. Daher stellt dies keinen Fokusbereich dar, da sich hier kein Unterschied in volkswirtschaftlichen Kosten ergibt. Als Randbedingungen wird der Fernwärmeerzeugungsmix in 2050 basierend auf drei Studien angenommen, nämlich dem UBA Transitionsszenario (UBA, 2017), dem UBA Erneuerbare Energien Szenario (UBA, 2016) und der Dekarbonisierungsstudie der Stadt Wien (Wien Energie, 2018). Dabei wurde berücksichtigt, dass

- die Szenarien des UBA, insb. das Transitionsszenario, einen eher starken Ausbau der Biomasse vorsieht, auf Kosten anderer Technologien,
- eine relativ neue Studie für Wien Energie zur Erkenntnis gelangt, dass auch noch in Zukunft die Spitzenlasten am kosteneffektivsten mit Gas (KWK/HWK) erzeugt werden.

Die Studien zeigen verschiedene Anteile in der Erzeugung:

- 1) Im UBA Transitionsszenario treibt der starke Anstieg im Strombedarf den Ausbau von Biomasse-KWK. Alternative Quellen (ST, GWP, Geothermie) werden nicht erschlossen.
- 2) Im UBA Erneuerbare Energien Szenario werden zwei Drittel der heutigen Erdgasfernwärme durch Biomasse und GWP ersetzt.
- 3) Die Studie für Wien Energie setzt für Spitzenlasten Gas ein (KWK/HWK). Sie rechnet außerdem mit einem hohen Anteil an Geothermie, Müllverbrennung und Großwärmepumpen (Wien hatte in 2016 einen Anteil von ca. 30 % und in 2050 von ca. 40 % an der gesamten Fernwärme (basierend auf genannten Studien).

2.4.4 Sonstige

Der Sonstige Strombedarf beinhaltet jeglichen Strombedarf, der in der Analyse nicht explizit berechnet wird. Dies umfasst beispielsweise den Strom, der in den anderen Verkehrsbereichen wie dem Zugverkehr, der Landwirtschaft oder Haushaltsstrom, der in der Berechnung des Strombedarfs für Gebäude nicht enthalten ist. Die Stromnachfrage berechnet sich dementsprechend aus der Differenz der zwischen dem Gesamtstrombedarf in Österreich für 2017 (Statistik Austria, 2018) und für 2050 (UBA, Krutzler, et al., 2017). Für das Jahr 2050 ergibt sich ein Sonstiger **Strombedarf** von 27 TWh, der leicht über dem Strombedarf von 25 TWh in 2017 liegt.

2.5 Stromerzeugung

Für 2050 wird angenommen, dass der überwiegende Teil des Strombedarfs in einem weitgehend dekarbonisiertem Energiesystem in Österreich über **Windkraft, Solarenergie, Laufkraftwerke und Biomasse** erzeugt wird. Dies erfordert insbesondere einen starken Anstieg der installierten Kapazitäten für Wind- und Solarkraft. Die untenstehende Grafik zeigt die resultierende installierte Kapazität sowie die Stromerzeugung für die Jahre 2017, 2030 und 2050. Dies inkludiert noch nicht die konventionelle Erzeugungskapazität. Diese wird zur Deckung der Residualnachfrage benötigt wird, d. h. zur Deckung der verbleibenden Nachfrage, die nicht über erneuerbare Erzeugung oder Stromspeicher gedeckt werden kann. Die konventionelle Erzeugungskapazität wird über Gas-Kraftwerke und (nicht wärmegeführte) KWK bereit gestellt, die in Kombination mit Speicher durch Sektorkopplung und Sektorintegration einen relevanten Beitrag zur Spitzenabdeckung des Gesamtenergiesystems liefern. Während Gas-Kraftwerke in voller Kapazität jederzeit für Abrufe zur Deckung von Stromspitzen zur Verfügung stehen, liefern auch (nicht wärmegeführte) KWK-Anlagen einen wesentlichen Anteil zur Deckung von Wärmeverbrauchsspitzen. Der entsprechende Gasbedarf wird in Kapitel 2.8 dargestellt.

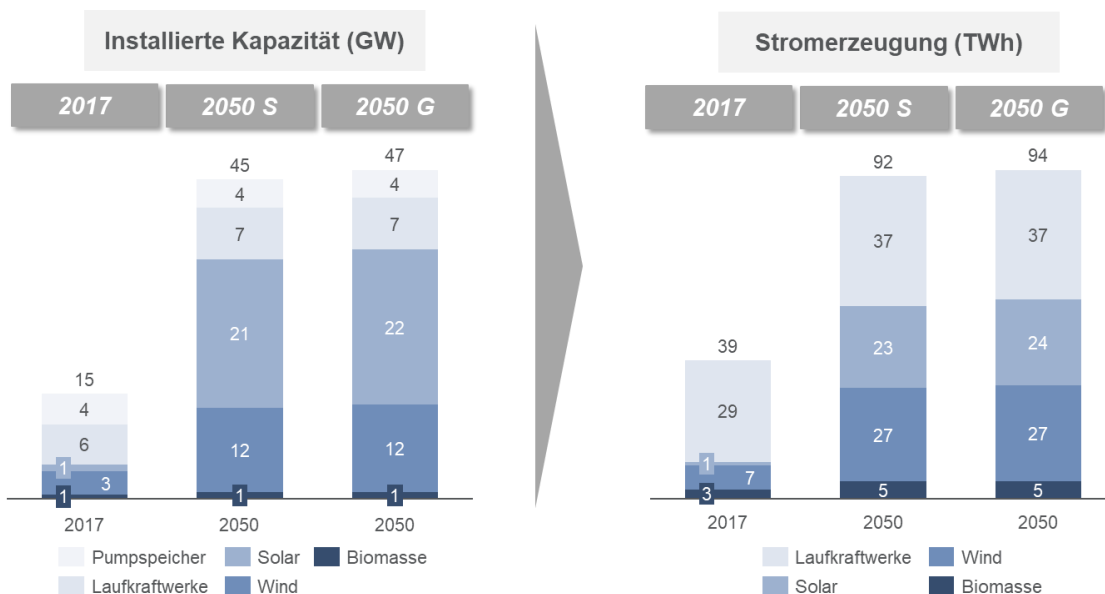


Abbildung 7: Installierte Kapazität (links) und Stromerzeugung (rechts) für die Jahre 2017, 2030 und 2050 für das Strom- und Gasszenario. Summen gerundet.

Um einen stündlichen Abgleich von Stromnachfrage und -erzeugung zu vollziehen, werden **Erzeugungsprofile** dieser genannten Erzeugungstechnologien benötigt. Die ENTSO-E Transparency

Plattform (ENTSO-E, 2017) stellt jährlich die Erzeugungsprofile vorherrschender Erzeugungsarten für alle EU-Staaten zur Verfügung. Die hier verwendeten Lastprofile für Österreich basieren auf dem Jahr für 2017.

Die **Hochskalierung für 2050** erfolgt dann mithilfe des Verhältnisses zwischen der prognostizierten installierten Leistung in 2050 und der heutigen installierten Leistung.

Für **PV-Anlagen** wird eine installierte Leistung in 2050 von **~21 GW (Stromszenario)** bzw. **~22 GW (Gasszenario)** angenommen (UBA, Krutzler, et al., 2017), für **Windenergie ~12,0 GW (Stromszenario)** bzw. **~12,4 GW (Gasszenario)** (Resch, et al., 2017). Der Unterschied für die zwei Szenarien ergeben sich aus einer späteren Anpassung an den tatsächlichen Strombedarf im jeweiligen Szenario.

Im Fall von **Biomasse** wird von einer installierten Leistung von **~1 GW** (Resch, et al., 2017) und für **Laufkraftwerke** von **~7 GW** (Resch, et al., 2017).

Daraus ergibt sich eine **Gesamterzeugung** von **92 TWh im Stromszenario** und von **94 TWh im Gasszenario**. Dabei fallen 23 bzw. 24 TWh (Strom-/Gasszenario) auf Solarenergie, 27 TWh auf Windenergie, 37 TWh auf Laufkraftwerke und 5 TWh auf Biomasse.

2.6 Speicher

In der vorliegenden Studie im Modell werden drei Arten von Speichern abgebildet: Batterien, Pumpspeicher und Power-to-gas. Während die **Batterie** lediglich zur **kurzzeitigen Speicherung** genutzt wird, fungieren der **Pumpspeicher als mittelfristige und Power-to-Gas als langfristige und saisonale Speicherarten**.

Im **Stromszenario** nehmen wir mehr kurzfristige Flexibilitätsmaßnahmen an, der Bedarf an installierter Kapazität von Batterien ist daher größer als im Gasszenario. Im Stromszenario wird eine Kapazität von **7 GW** angenommen und im **Gasszenario** von **3,5 MW⁴**. Im Falle des **Pumpspeichers** wird für beide Szenarien eine Kapazität von **2.732 GW** angenommen (Navigant Research, 2018). Die Mengen für Power-to-Gas sind ein Ergebnis unserer Modellierung und werden im Kapitel zur Gasnachfrage vorgestellt.

Im Falle einer stündlichen Stromerzeugung, die über der Stromnachfrage in derselben Stunde liegt (vor allem tagsüber und in den Sommermonaten), wird der erzeugte Strom in die Batterien eingespeichert. Falls diese bereits vollständig gefüllt sind, wird der überschüssige Strom zur Ladung der Pumpspeicher genutzt. Im gegenteiligen Fall, in der die Stromnachfrage über der Stromerzeugung liegt, wird zunächst die Batterie entleert und anschließend bei Bedarf der Pumpspeicher, da eine längere Speicherung der Batterie zu deutlich höheren Kosten führen würde als bei Pumpspeicher.

2.7 Resultierende Lastprofile

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebene Stromnachfrage und -erzeugung resultieren in den folgenden jährlichen Lastprofilen. Diese zeigen stundenscharf die Gigawatt-Werte für Stromnachfrage und Stromerzeugung.

⁴ Basierend auf interner Expertenrecherche

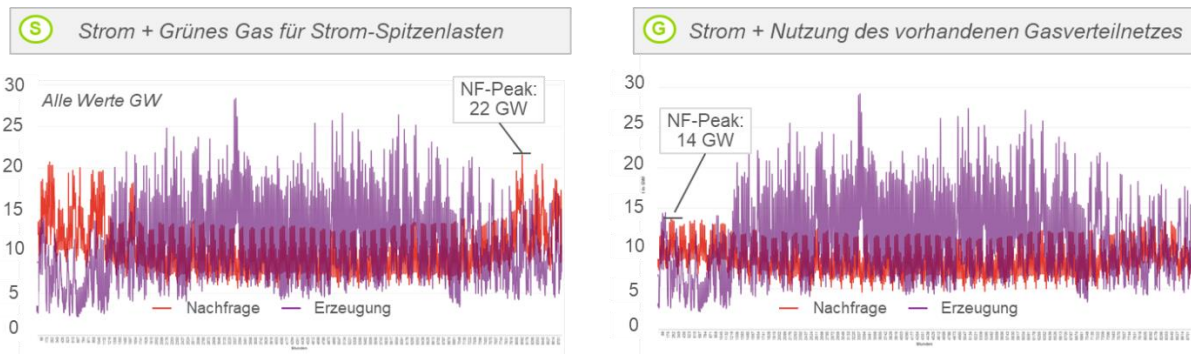


Abbildung 8: Jährliche Lastprofile für die Stromnachfrage im Strom- und Gasszenario

Das **Stromszenario zeigt deutlich höhere Nachfragespitzen**. Diese sind insbesondere durch höhere Spitzen im Gebäudesektor in kalten Wintermonaten getrieben. Hier werden zur Wärmeproduktion Wärmepumpen eingesetzt, die bei niedrigen Temperaturen geringere Effizienzgrade erreichen. Der stärkere Grad an Elektrifizierung in der Industrie im Vergleich zum Gaszenario hebt die Gesamtnachfrage nach Strom ebenfalls an.

Für das Stromszenario übersteigt die Nachfrage die erneuerbare Erzeugung sehr oft in den Wintermonaten, insbesondere zu Beginn des Jahres. Gleichzeitig wird über die Sommermonate insbesondere durch Solarenergie Überschussstrom erzeugt. Dieser wird in der Modellierung in Batterien (kurzfristig) und in Pumpspeicher geleitet, bis diese ihr Fassungsvermögen erreicht haben. Dies ist jedoch nicht ausreichend, um die hohe Stromnachfrage im Winter zu decken.

Das **Stromszenario hat daher ebenfalls eine höhere Residualnachfrage**. Unter Residualnachfrage verstehen wir diejenige Menge der Nachfrage, die nicht über erneuerbare Erzeugung oder Stromspeicher (insb. Pumpspeicher und Batterie) gedeckt werden kann. Dies sind hier ~11 TWh, oder ~12 % der Nachfrage. Hieraus resultiert ein **höherer Bedarf an konventioneller Erzeugung**, d. h. zusätzliche Erzeugungskapazität zur Deckung der Residualnachfrage. Die konventionelle Erzeugung inkludiert zudem eine Reservekapazität für einen „Sicherheitsaufschlag“ von 20 % bei der Last im Gebäudesektor (aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit der Nachfrage) und 10 % bei der Last aus allen anderen Bereichen eingerechnet. Hier ist zu beachten, dass dies nicht den „1 in 20 Jahren“-Extremwetterfall einer sehr kalten Dunkelflaute abdeckt. Im Stromszenario resultiert dies in 19 GW zusätzlicher Kapazität. Diese werden über Gas-Kraftwerke und KWK bereitgestellt, aufgrund deren vorteilhafter Verfügbarkeit, Abrufbarkeit & Steuerbarkeit.

Das **Gasszenario dagegen zeigt ein glatteres Lastprofil**. Hier kann die Stromnachfrage in vielen Fällen durch erneuerbare Erzeugung oder Ausspeichern von Strom aus Pumpspeichern gedeckt werden. Dies resultiert in einer **geringeren Residualnachfrage** (~3 TWh, nur ~4 % der Nachfrage) und folglich auch in einem **geringerem Bedarf an konventioneller Erzeugungskapazität** (12 GW).

Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Residualnachfrage in beiden Szenarien zeigen wir im folgenden zudem die **Residualnachfrage für die „kritischen“ Monate** Dezember bis Februar.

S Strom + Grünes Gas für Strom-Spitzenlasten

G Strom + Nutzung des vorhandenen Gasverteilnetzes

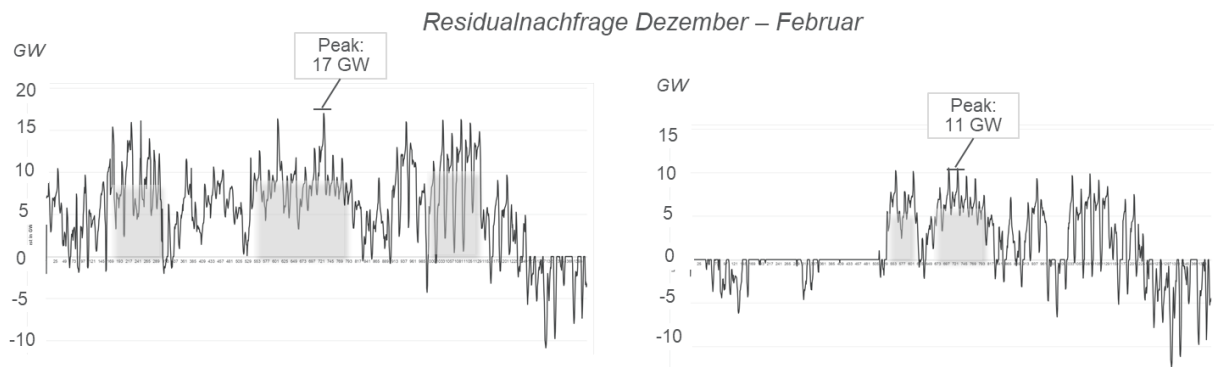


Abbildung 9: Übersicht der Residualnachfrage für die „kritischen“ Monate Dezember bis Februar im Strom- und Gasszenario

Insbesondere im Stromszenario gibt es immer wieder Phasen, in denen über Wochen Strombedarf nicht durch die erneuerbare Erzeugung oder durch Ausspeicherung aus Pumpspeichern gedeckt werden kann. Dies ist als zusätzlicher Speicherbedarf zu interpretieren. Da die Pumpspeicherkapazitäten begrenzt sind, ist **grünes Gas die einzige Speicherart, die die Versorgung über einen solchen Zeitraum sicherstellen kann.**

Im Gasszenario besteht ein deutlich **geringerer zusätzlicher Speicherbedarf** in den Wintermonaten Dezember bis Februar. Dieser wird auch über grünes Gas abgedeckt.

2.8 Gasnachfrage

Analog zur Darstellung der Stromnachfrage stellt dieses Kapitel die Gasnachfrage beider Szenarien für 2017, 2030 sowie 2050 dar. Wir betrachten hier drei Bereiche bei der Analyse: Gebäude, Verkehr sowie Industrie inklusive Fernwärme. Der Bereich Sonstige ist von der Größe bei der Gasnachfrage vernachlässigbar.

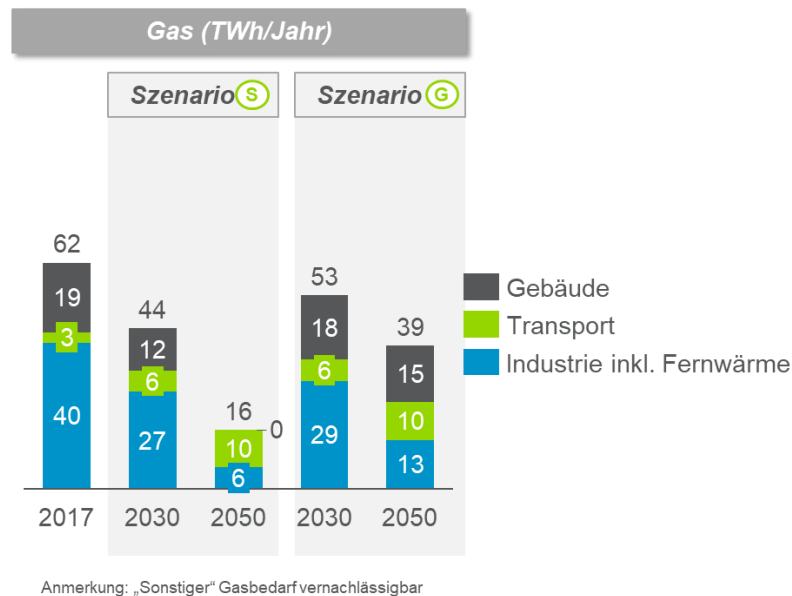


Abbildung 10: Gasnachfrage im Strom- und im Gasszenario in den Sektoren

Ausgehend von 62 TWh in 2017 sinkt die Gasnachfrage im Stromszenario auf 16 TWh in 2050 ab. Dies ist vorallem getrieben durch die Elektrifizierung im Gebäudebereich und im Industriesektor. Dies inkludiert noch nicht die Power-to-Gas Bedarfe, die durch die Residualnachfrage entstehen. Das Gasszenario benötigt hingegen 39 TWh Gas, um die direkte Nachfrage der Sektoren zu decken.

2.8.1 Gebäude

Der Wärmemix in 2050 ist szenarienabhängig. Das Gasszenario geht von einer verstärkten Nutzung von Gasboilern und Hybridwärmepumpen aus, welche den Bedarf nach grünem Gas treiben. Gasboiler haben einen Anteil von 24 % und Hybridwärmepumpen von 14 %. Die Anteile von Fernwärme und Biomasse bleiben in beiden Szenarien mit gesamt 44% gleich.

In Stromszenario gibt es keinen Gasbedarf in 2050. Im Gasszenario ergibt sich ein Gasbedarf für die Bereitstellung von Wärme (Raumwärme und Warmwasser) von 15 TWh.

2.8.2 Verkehr

Im Bereich Verkehr werden alle Schwerlastfahrzeuge, 20 % der PKW und 20 % der leichten Frachtfahrzeuge über **synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe** (Power-to-Liquid).

Der **erneuerbare Kraftstoffbedarf** wird wie folgt berechnet: Für **PKW** setzte er sich aus 20 % der Anzahl an PKW im Jahr 2050, 4,8 Mio. Fahrzeuge (European Climate Foundation, 2010), und dem angenommenen Kraftstoffbedarf pro Fahrzeug, 611 Liter (Kollamthodi, et al., 2016), zusammen. Für die **leichten Frachtfahrzeuge** erfolgt die Berechnung analog. 20 % der Anzahl leichter Frachtfahrzeuge für 2050, 64.000 Fahrzeuge (European Climate Foundation, 2010), werden mit dem angenommenen Kraftstoffbedarf pro Fahrzeug in Höhe von 1.248 Liter (Kollamthodi, et al., 2016) multipliziert. Im Falle der **Schwerlastfahrzeuge** berechnet sich der erneuerbare Kraftstoffbedarf aus der Gesamtzahl der Schwerlasttransporter in 2050 von ca. 51.000 Fahrzeugen (European Climate Foundation, 2010) und dem angenommenen Kraftstoffbedarf von 15.000 Liter pro Fahrzeug (Kollamthodi, et al., 2016).

Der errechnete **Gesamtbedarf an erneuerbaren Kraftstoffen** für das Jahr 2050 beträgt in beiden Szenarien ca. **12 TWh**. Von diesem Gesamtbedarf werden etwa **5 TWh** über **Biomasse** hergestellt (UBA, Krutzler, et al., 2017) und die **anderen 7 TWh als synthetische dekarbonisierte Kraftstoffe über Wasserstoff**. Da bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen über Wasserstoff ein Wirkungsverlust von 0,335 (Agora Energiewende and Frontier Economics, 2018) anfällt, ergibt sich ein **Wasserstoffbedarf** von ca. **10 TWh**.

2.8.3 Industrie und Fernwärme

Die Gasnachfrage für die beiden verwendeten Szenarien unterscheiden sich deutlich, da im **Gasszenario** nur wenige Prozesse elektrifiziert werden und daher der Einsatz von Gas, in 2050 von grünem Gas, nach wie vor eine große Rolle in der Industrie spielt. Im **Stromszenario** wird ausschließlich der Wärmebedarf im Hochtemperaturbereich zur Hälfte über grünes Gas gedeckt wird.

Bei der Bestimmung des Gasbedarfs in der Industrie für 2050 werden zwei **Annahmen** getroffen: Zum einen verringert sich der Gaseinsatz auf Basis eines vom UBA angenommenen Effizienzfaktors von 22 % (UBA, Krutzler, et al., 2017)⁵. Zum anderen wird angenommen, dass bis 2050 bereits 20 % der Prozesse in jedem Fall elektrifiziert worden sind. Dementsprechend werden bis 2050 nur noch 80 % des Elektrifizierungspotentials ausgeschöpft.

Der Gasbedarf im **Stromszenario** errechnet sich daher aus dem vom UBA für 2050 berechneten Gasbedarf von 11 TWh, abzüglich 80 % des Gasbedarfs (da bereits 20 % elektrifiziert wurden), der elektrifiziert wird und zuzüglich 78 % des Wärmebedarfs (Annahme einer Effizienzsteigerung von 22 %). Da nur 50 % des Wärmebedarfs über grünes Gas und die anderen 50 % über Biomasse gedeckt werden, wird dieser errechnete Gasbedarf anschließend halbiert.

Die Gasnachfrage für Fernwärme ergibt sich aus dem oben genannten Fernwärmeerzeugungsmix in 2050. Für das **Stromszenario** ergibt sich so ein **Gasbedarf für Industrie inklusive Fernwärme von 3,7 TWh** für 2050.

Da im **Gasszenario** nur weniger Prozesse elektrifiziert werden, jedoch alle integrierten Routen in der Eisen- und Stahlindustrie auf Wasserstoff-Direktreduktion umgestellt werden, entspricht das hier gewählte Szenario mit dem Transitionsszenario des UBA überein. Für den Bereich Fernwärme gelten die gleichen Annahmen wie im Stromszenario. Der aggregierte **Gasbedarf** für Industrie inklusive Fernwärme beträgt **11,2 TWh**.

2.9 Gasversorgung

Das vorangegangene Kapitel hat die direkte Gasnachfrage aus den Sektoren dargestellt. Zur Abbildung des gesamten Gasbedarfs muss noch das **Gas für Rückverstromung zur Deckung der Residualnachfrage** addiert werden. Dieser Gasbedarf ist im **Stromszenario signifikant höher (21 TWh) als im Gasszenario** (6 TWh).

Dem gesamten Gasbedarf steht dann in beiden Szenarien ein Block zur Deckung von 29 TWh gegenüber: Dieser speist sich zum Einen aus dem angenommenen Biomethanpotential (15 TWh), zum Anderen aus 14 TWh fossilem Gas, die die verbleibenden 5 % der energiebedingten Emissionen (bei Erreichung des 95 % Ziels) darstellen.

⁵ Der Effizienzfaktor berechnet sich aus der vom UBA angenommenen Minderung des energetischen Endverbrauchs von 83 TWh auf 65 TWh in der Industrie. $1 - 65/83 = 0,22$.

Im Stromszenario werden 8 TWh Power-to-Gas benötigt, im Gasszenario werden 16 TWh zur Deckung des Bedarfes gebraucht.

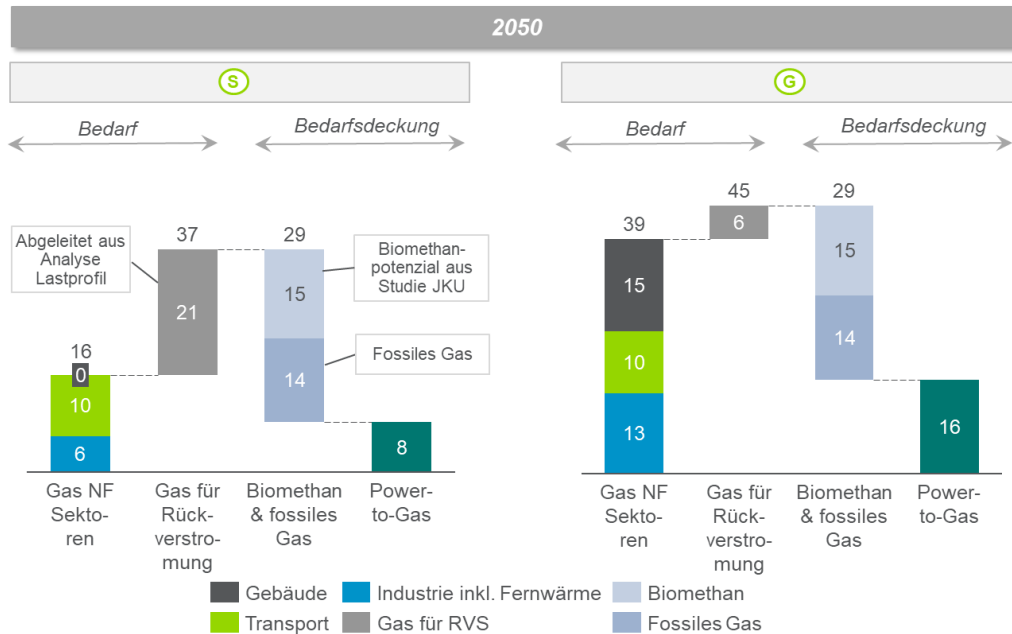


Abbildung 11: Übersicht über Energiebedarf und Bedarfsdeckung im Strom- und im Gasszenario

2.9.1 Biomethanpotential

Die vorliegende Studie geht von einem Biomethanpotential von **15 TWh** aus. Dieses basiert auf der Studie der (JKU Linz, 2017). Die Studie des Energieverbund Lehrstuhls (2018) weist ein ähnliches Gesamtpotential aus, wenn ähnliche Rahmenbedingungen angesetzt werden. Allerdings bezieht die letztgenannte Studie holzartige sowie halmgutartige Biomasse zu 100 % ein und weist dadurch ein höheres Potential aus. Die folgende Abbildung zeigt die Bandbreite des ausgewiesenen Biomethanpotentials für das Jahr 2050 für Österreich in verschiedenen Studien.

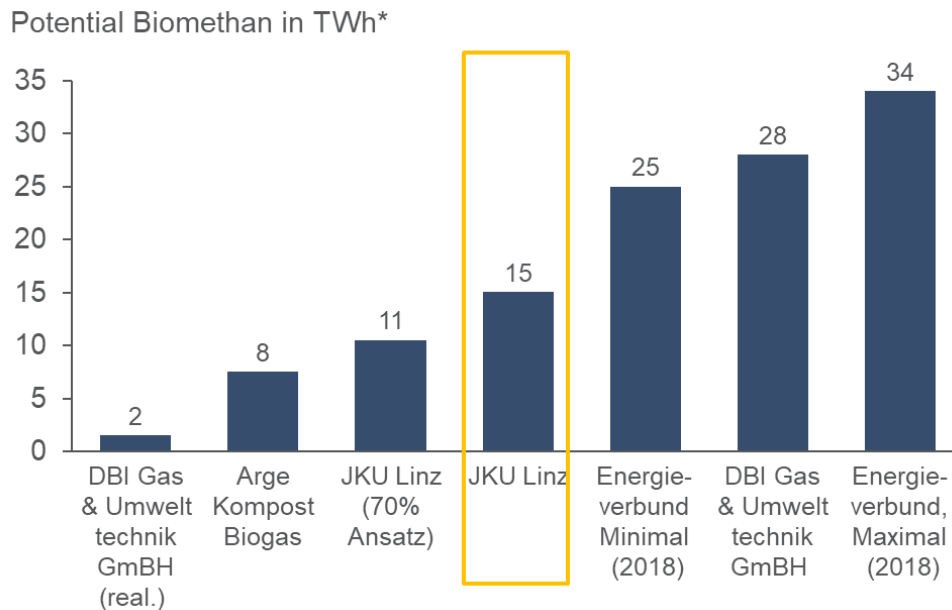


Abbildung 12: Bandbreite des ausgewiesenen Biomethanpotentials für das Jahr 2050 für Österreich in verschiedenen Studien

Die Studie vom (Energieverbund Lehrstuhl, 2018) untersucht die theoretischen Potentiale. Im Unterschied zu anderen Studien, werden auch die Verwertung von Gärresten, holzartiger sowie zu 100 % halmgutartige Biomasse berücksichtigt. Die Studie ermittelt ein theoretisches Potential von mindestens 25 TWh und maximal 34 TWh. In einer anderen Studie der (DBI Gas & Umwelttechnik GmbH, k.a.) wird unter Berücksichtigung der regionalen Verteilung des jährlichen Gasprofils und ohne Berücksichtigung von Speicherung ein „reales“ Biomethanpotential von nur 2 TWh ermittelt. Die Studie der (JKU Linz, 2017) rechnet auch einen sogenannten 70 % Ansatz. Dabei schlägt die Studie vor, im Sinne eines realitätsnahen Ausbaupotentials bis 2050, nur 70 % des Gesamtpotentials anzusetzen.

2.9.2 Fossiles Gas

Die Studie geht davon aus, dass in 2050 noch eine kleine Restmenge fossiles Gas eingesetzt wird. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Reduktionsziel einer 95 % Einsparung von energiebedingten Emissionen in 2050 gegenüber 1990 erreicht wird und 5 % der energiebedingten Emissionen aus der Verbrennung von fossilem Gas verursacht werden. Die energiebedingten Emissionen betragen in 1990 ca. 56 Mio t CO₂ (Energie und Klimazukunft Österreich, WWF et al. 2017). Eine 95 % Reduktion bedeutet folglich, dass sich die energiebedingten Emissionen um 53 Mio t CO₂ auf ca. 3 Mio t CO₂ reduzieren. Bei einem Emissionsfaktor für Erdgas von 0,202 t CO₂/MWh entspricht das einer ungefähren Menge von 14 TWh fossilem Gas. Dieses wird zur Bedarfsdeckung eingesetzt.

2.9.3 Power-to-Gas

Der Power-to-Gas Bedarf je Szenario ergibt sich als Delta zwischen der Gasnachfrage aus Sektoren und zur Deckung der Residualnachfrage sowie den Mengen fossilen Gases und Biomethans. Der Power-to-Gas Bedarf ist im Stromszenario mit 8 TWh geringer als im Gasszenario mit 16 TWh.

2.10 Gegenüberstellung Kernergebnisse beider Szenarien

Die nachfolgende Grafik stellt die Kernergebnisse beider Szenarien gegenüber.

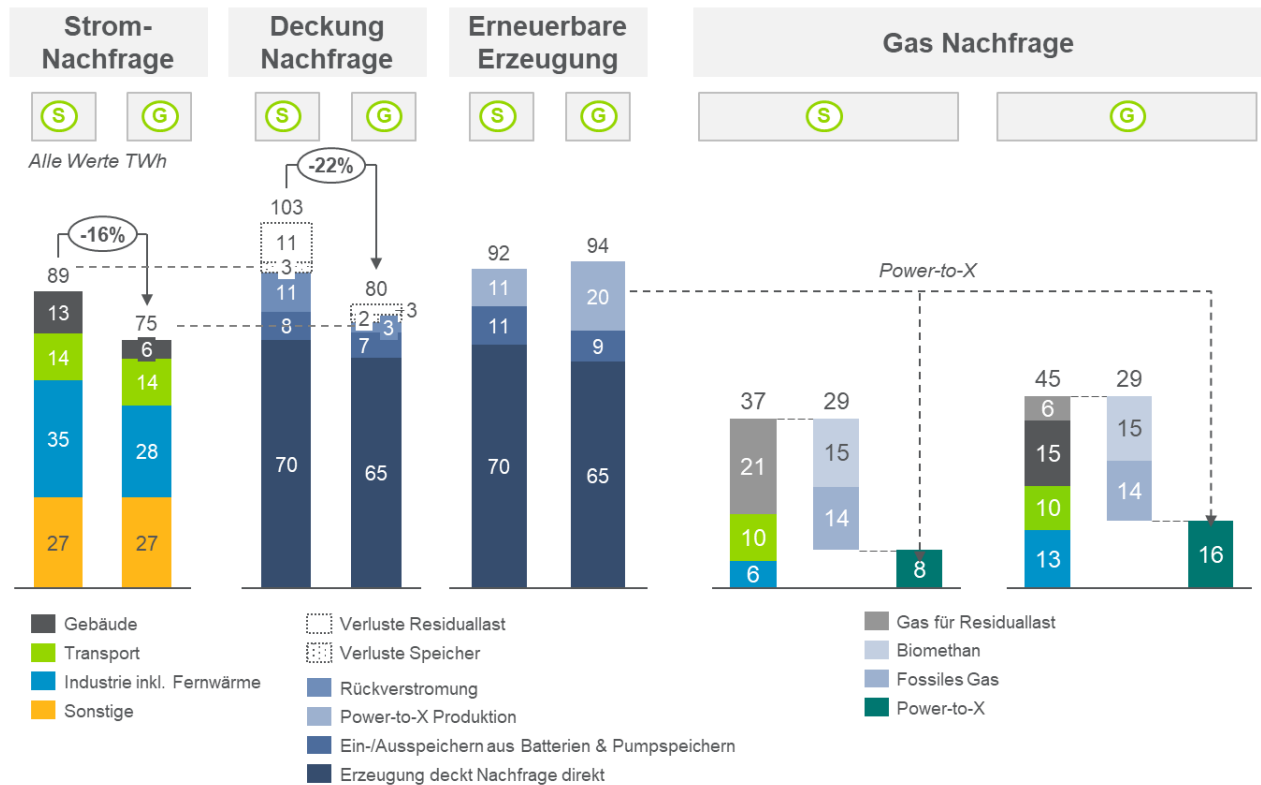


Abbildung 13: Gegenüberstellung der Kernergebnisse beider Szenarien

Das **Stromszenario** zeigt eine **höhere direkte Stromnachfrage** der Nachfragesektoren in 2050 gegenüber dem Gasszenario (89 vs. 75 TWh, -16%) aufgrund von Elektrifizierung im Gebäudesektor über Wärmepumpen sowie im Industriesektor. Im Verkehr werden in beiden Szenarien gleichermaßen über Power-to-Liquid erzeugte synthetische Kraftstoffe verwendet.

Das Stromszenario ist geprägt von **höheren Nachfragespitzen** und **höherer Residualnachfrage**, d. h. Nachfrage, die nicht über Erzeugung oder Ausspeicherung gedeckt wird. Hieraus resultieren ein **höherer Bedarf an konventioneller Erzeugung** für Rückverstromung (19 vs. 12 GW) sowie **höhere Energieverluste**.

Das **Gasszenario** zeichnet sich durch ein **glatteres Lastprofil**, einen geringeren Bedarf an konventioneller Erzeugung, jedoch einen höheren Bedarf nach **Power-to-X Produktion** (16 vs. 8 TWh im Stromszenario) aus. Allerdings kann von einer effizienteren Produktion von grünem Gas ausgegangen werden, da es zu einer höheren Auslastung der Elektrolyseure kommt.

Der **Strombedarf für die Elektrolyseure** (Herstellung über Wasserstoff) berechnet sich aus dem Power-to-X Bedarf und unter Berücksichtigung eines Wirkungsgrades von 0,8 bei der Wasserstoffherstellung. Hieraus ergibt sich ein Strombedarf von **10,5 TWh im Stromszenario** und von **19,6 TWh im Gasszenario**.

Die benötigte elektrische Leistung ist im Stromszenario mit 60 GW um 5 GW höher als im Gasszenario für das Jahr 2050 (Pumpspeicher und Biomasse sind hierbei nicht inkludiert). Dies ist insbesondere getrieben durch die benötigte konventionelle Erzeugung, welche über Gas-Kraftwerke und KWK bereitgestellt wird (aufgrund deren vorteilhafter Verfügbarkeit, Abrufbarkeit & Steuerbarkeit). Zwar ist die zusätzlich installierte erneuerbare Erzeugungsleistung im Gasszenario um 2 GW höher als im Stromszenario, jedoch wird dies von der höheren konventionellen Erzeugungskapazität kompensiert. Die untenstehende Grafik zeigt die erneuerbare Leistung in 2017, die zusätzliche erneuerbare Erzeugungsleistung bis 2050 je Szenario sowie die benötigte Gas-KW/KWK Kapazität für die Deckung der Residualnachfrage.

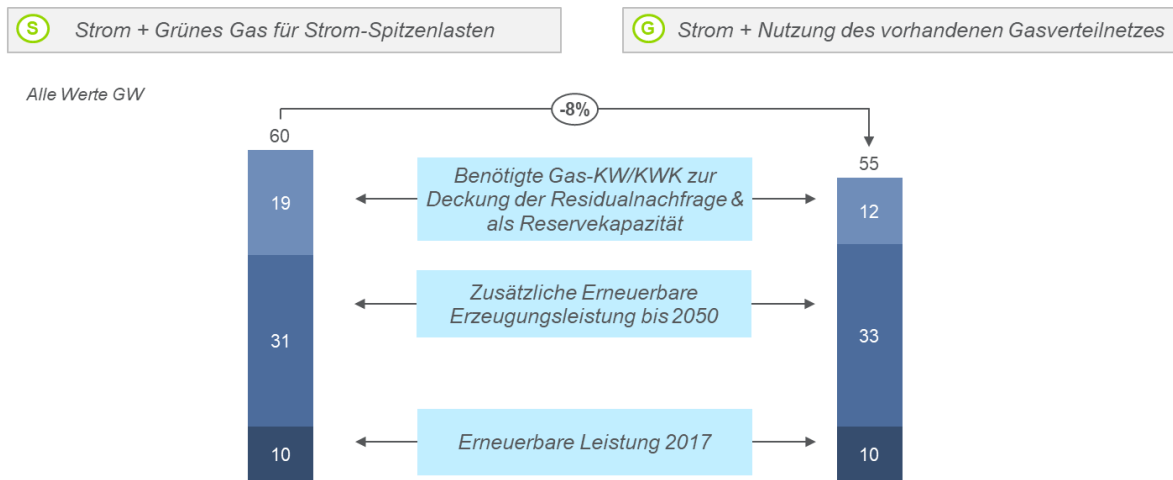


Abbildung 14: Gegenüberstellung der benötigten Erzeugungskapazitäten je Szenario

3 KOSTENVERGLEICH DER SZENARIEN

Für beide Szenarien werden nun die **Kosten aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive verglichen**. Dies geschieht im Rahmen einer **Deltabetrachtung**. Diese fokussiert sich auf die wichtigsten Kostenblöcke, in denen sich die Szenarien unterscheiden. Daher wird hier **keine Gesamtkostenbetrachtung** durchgeführt. Es werden nur die **relevanten Mehrkosten** verglichen, in denen sich die Szenarien unterscheiden. Die absoluten Kostenwerte der einzelnen Szenarien sind daher wenig aussagekräftig, der Fokus liegt auf den Deltawerten. Im Folgenden werden diese Kostenblöcke erläutert und die Ergebnisse der Szenarien einander gegenübergestellt, für das Jahr 2050 sowie für den Zeitraum von 2017 bis 2050.

3.1 „Deltabetrachtung“ der wichtigsten Kostenblöcke

Insgesamt betrachten wir **vier Kostenblöcke**: die Strom- und Gasnachfragesektoren Gebäude und Industrie, die Stromerzeugung, Speicher und Power to Gas, sowie die Infrastruktur. Es wird hierbei eine **Deltabetrachtung** derjenigen **Kostenblöcke** durchgeführt, die sich in den beiden Szenarien unterscheiden. Die Kosten aller anderen Bereiche werden nicht betrachtet. Die untenstehende Tabelle listet die Bereiche und gibt einen kurzen Überblick über die betrachteten Kosten.

Kostentreiber für das Stromszenario sind vor allem die Technologiekosten im Gebäudebereich, die Elektrifizierungskosten im Industriesektor, sowie die höhere konventionelle Erzeugung und das Stromverteilnetz. Im Gasszenario schlagen insbesondere die Power-to-Gas Produktionskosten ins Gewicht.

Tabelle 5: Übersicht der wichtigsten betrachteten Kostenblöcke

	Bereich	Unterschied?	Rationale
Nachfrage	Gebäude	✓	
	Verkehr	✗	Kein Unterschied in Szenarien angenommen
	Industrie	✓	
Erzeugung	Wind	✓	
	PV	✓	
	Wasser	✗	Kein Unterschied in Wasser-Erzeugungskapazitäten
	Biomasse	✗	Kein Unterschied in Biomasse-Erzeugungskapazitäten
	Konventionelle Erzeugung	✓	
Speicher und Power-to-Gas	Batteriespeicher	✓	
	Pumpspeicher	✗	Kein Unterschied in Pumpspeicher-Kapazitäten
	Power-to-Gas	✓	
Infrastruktur	Gas VN	✓	
	Gas ÜN	✗	Gas-Übertragungsnetz wird in beiden Szenarien genutzt
	Biomethan Integration	✗	Identische Menge Biomethan in beiden Szenarien angenommen
	Strom VN	✓	
	Strom ÜN	✓	

3.2 Annahmen zu den relevanten Kostenblöcken

Im Folgenden wird kurz dargelegt, welche Kosten für die relevanten Kostenblöcke in unseren Berechnungen abgebildet wurden und es werden die dazugehörigen Kernannahmen genannt.

3.2.1 Gebäude

Für den Gebäudebereich vergleicht die vorliegende Studie die Kostenunterschiede, die durch den Einsatz unterschiedlicher Wärmetechnologien verursacht werden. Die Kosten für Dämmung werden nicht berücksichtigt, da das Ambitionslevel in beiden Szenarien gleich ist. Wir betrachten nicht die Energiekosten (z. B. Stromkosten), um in dieser volkswirtschaftlichen Betrachtung eine Doppelzählung zu vermeiden, da die Energiekosten separat betrachtet werden (z. B. über die Kosten für die erneuerbare Erzeugung).

Tabelle 6: Übersicht der abgedeckten Kosten - Gebäudesektor

	Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Nachfrage	Gebäude	Kosten für Wärmetechnologien Keine Kosten für Dämmung, da kein Unterschied in Szenarien	Siehe separate Tabelle

Für die Kosten der unterschiedlichen Wärmetechnologien werden spezifische jährliche Gebäudekosten je Technologie und Gebäudetyp sowie spezifisch für Neubau/Renovierung berechnet (in Euro pro m²). Die Kosten werden annualisiert, wobei von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen wird. Kostendegression bis 2050 wird je nach Wärmetechnologie mit bis zu 20% berücksichtigt (z.B. für Luftwärmepumpen).

Die folgenden Kosten stellen die Grundlage für die Kostenannahmen der vorliegenden Studie dar. Die Angaben beziehen sich auf ein Referenzgebäude mit 110 m² bzw. 118 m² Wohnfläche (Neubau, bzw. Altbau).

Tabelle 7: Kostenannahmen Wärmeerzeuger in €

	Neubau	Altbau (teil-) saniert	Altbau	Degression bis 2050	Haupteinflussgröße des Preisunterschiedes
Gasboiler	9.000	5.300	5.500	10 %	Schornstein, Gasanschluss im Altbau schon vorhanden
WP Luft	11.600	17.000	23.700	20 %	Wärmeerzeuger (teurer im Altbau, da größer)
WP Sonde	22.500	28.500	39.500	18 %	Sonden, Wärmeerzeuger
WP Hybrid Gas	10.800	7.000	8.500	15 %	Schornstein, Gasanschluss im Altbau schon vorhanden, Wärmeerzeuger größer im Altbau
Biomass	19.000	18.000	21.000	10 %	Schornstein im Altbau schon vorhanden, Wärmeerzeuger teurer im Altbau
Fernwärme	12.500	7000		20 %	

Die zugrundeliegende Quelle ist die Studie von (UBA, 2017). Die Kosten in der Studie sind das Ergebnis umfangreicher Recherchen. Sie basieren i. d. R. auf Listenpreisen führender Hersteller und umfassen neben den Materialkosten auch die Lieferung, Montage und Inbetriebnahme sowie typische Rabatte und Preisaufschläge durch den Installateur. Die Kosten für MFH und NWG wurden auf Basis der Kosten für Einfamilienhäuser und der Studie (BBSR, 2016) abgeschätzt. Dabei wurden die Kosten mit Hilfe der Kostenfunktionen für Wärmeerzeuger (spezifische Kosten pro kW) abgeschätzt.

Für die Berechnungen der Kostenunterschiede in der vorliegenden Studie wurde außerdem berücksichtigt:

- Die Kosten für den Renovierungsfall sind eine Mischkalkulation. Kosten für Altbau (unsaniert) wurden mit 20 % und Kosten für teilsanierten Altbau mit 80 % angesetzt
- Kosten für Peripherie sind nicht enthalten und wurden mit einem 20 % Aufschlag berücksichtigt (Umstellung von Fossil auf Wärmepumpe)
- Kosten für Fernwärme wurden aus der Studie für (Gas for Climate, 2018) übernommen
- Für die Annuitätenberechnung wurde von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen

Die **Mehrkosten im Stromszenario im Gebäudebereich in 2050 belaufen sich auf rund 2,2 Mrd. €**. Haupttreiber sind die großen Kostenunterschiede zwischen Wärmepumpe und Gasboiler.

3.2.2 Industrie

In der Industrie entstehen nur im Stromszenario Kosten für die Elektrifizierung von Prozessen. Zwar werden im Gasszenario auch 20 % der Prozesse bis 2050 elektrifiziert, jedoch fallen die gleichen Kosten ebenfalls im Stromszenario an. Daher werden lediglich die **Mehrkosten für die Elektrifizierung** im Stromszenario verglichen mit dem Gasszenario betrachtet.

Die **Kosten für die Elektrifizierung** von Prozessen in den mittleren und unteren Temperaturbändern basiert auf der Kostenberechnung der (FFE, 2017). Auf Basis eines ermittelten technischen Elektrifizierungspotentials, der Definition einer fossilen Referenztechnologie und elektrischen Alternativtechnologie, werden die durch die Elektrifizierung entstehenden Mehr- oder Minderkosten aus Akteurssicht berechnet (Differenzkosten). Die Differenzkosten werden zudem ins Verhältnis zu der durch den Elektrifizierungsvorgang verdrängten fossilen Endenergie gesetzt. Es ergeben sich für die österreichische Industrie durchschnittliche Elektrifizierungskosten von 2,5 ct/kWh.

Die **Mehrkosten für die Elektrifizierung** im Stromszenario berechnen sich dann aus den durchschnittlichen Elektrifizierungskosten von 2,5 ct/kWh und der Menge an zusätzlich benötigtem Strom, der mit der Elektrifizierung von Prozessen einhergeht und der den angenommenen Strombedarf im UBA Transitionsszenario übersteigt, da dort keine explizite Elektrifizierung, abgesehen von der Wasserstoff-Direktreduktion in der Stahlindustrie, betrachtet wird. Insgesamt ergeben sich Mehrkosten von **knapp 0,2 Mrd. €** für das Stromszenario im Vergleich zum Gasszenario.

Tabelle 8: Übersicht der abgedeckten Kosten - Industriesektor

	Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Nachfrage	Industrie	Durchschnittliche Kosten der Elektrifizierung (durch die Elektrifizierung entstehende zusätzliche Kosten, im Vergleich zu konventionellen Referenzsystemen)	2,5 ct/kWh

3.2.3 Erzeugung

Bei der Kostenberechnung der unterschiedlichen erneuerbaren Erzeugungstechnologien werden lediglich Solar- und Windenergie betrachtet, da nur hier Kostenunterschiede aufgrund unterschiedlicher installierten Kapazitäten zwischen dem Strom- und dem Gasszenario entstehen. Zudem werden hier die Kosten für die konventionelle Erzeugungskapazität berechnet, die der Deckung der Residualnachfrage dient und einen Puffer im Sinne einer Reservekapazität inkludiert.

Die **annualisierten Gesamtkosten** der erneuerbaren Erzeugungstechnologien berechnen sich aus der Summe der installierten Kapazität [MW], den annualisierten⁶ CAPEX pro Leistungseinheit [MW], den jährlichen FOPEX (fixe „Operating Expenditures“) und den stündlichen VOPEX (variable „Operating Expenditures“) pro Leistungseinheit [MW]. Es wurden Kostendegressionen bis 2050 von 15% für Windenergie sowie bis zu 40% für Solarenergie angesetzt.

Im Bereich **Windenergie** wurden im Stromszenario 12.012 MW und im Gasszenario 12.420 MW installiert und CAPEX von 1.195.000 €/MW sowie FOPEX von 24.443 €/MW/Jahr⁷ (European Climate Foundation, 2010) angenommen. Damit ergeben sich für das Stromszenario Gesamterzeugungskosten von 1,31 Mrd. € und für das Gasszenario Gesamtkosten von knapp 1,36 Mrd. €. Daraus resultieren **annualisierten Mehrkosten** für das **Stromszenario** von ca. **0,04 Mrd. €** im Bereich **Windenergie**.

Für die Berechnung der Kosten für **Solaranlagen** wird ein Verhältnis von zentralen PV- Anlagen zu Dachflächenanlagen von 66 % angenommen (Solar Power Europe, 2015), da die Kosten für Dachflächenanlagen 25 % höher als für zentrale Anlagen sind (European Climate Foundation, 2010). Insgesamt ergeben sich Mischkosten von knapp 900.000 €/MW als CAPEX sowie FOPEX von etwa 9.000 €/MW/Jahr (Fraunhofer-Institut ISE, 2015). Für das Stromszenario mit einer installierten Kapazität von 21.083 MW ergeben sich Gesamtkosten von 1,14 Mrd. € und für das Gasszenario 1,47 Mrd. € mit einer installierten Leistung von 21.894 MW. Daraus ergeben sich **annualisierten Mehrkosten** für das **Stromszenario** von ca. **0,05 Mrd. €** im Bereich **Solarenergie**.

Für die Abschätzung der Kosten für die **konventionelle Erzeugung** zur Rückverstromung wurden zwei Gasturbinentypen berechnet. Die höchsten Stromlasten, die weder über die erneuerbare Stromerzeugung noch über Speicher gedeckt werden kann, werden über die **Open-cycle-Gasturbine** (OCGT) gedeckt, die verbleibenden geringeren Lasten über die **Closed-cycle-Gasturbine** (CCGT). Unter der Annahme, dass die KWK-Kapazität in beiden Szenarien gleich ist, wurden die KWK-spezifischen Kosten nicht betrachtet.

⁶ Annuitätsrate = Diskontrate/(1-(1+Diskontrate)^(-Lebenszeit der Technologie)). Es wird eine Diskontrate von 5% angenommen.

⁷ Kosten beruhen auf Durchschnittskosten zwischen 2017 und 2050 und wurden mit der Metastudie: "Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien, 2012, Potsdam-Institut für Klimaforschung, abgeglichen.

Die **Kosten der Gasturbinen** setzen sich jeweils aus den CAPEX, FOPEX und VOPEX zusammen (Fraunhofer-Institut, 2014) und werden in der Tabelle unten aufgeführt. Im **Stromszenario** ergeben sich annualisierte **Gesamtkosten der Rückverstromung** durch die konventionelle Erzeugung von 0,8 Mrd. €. Im **Gasszenario** belaufen sich die entsprechenden annualisierten **Gesamtkosten der Rückverstromung** auf 0,5 Mrd€.

Die **annualisierten Mehrkosten für Rückverstromung** für das Stromszenario betragen dementsprechend **0,3 Mrd. €**.

Tabelle 9: Übersicht der zugrunde gelegten Kosten - Erzeugung

	Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Erzeugung	Wind	Technologiekosten	CAPEX: 1.195.000 €/MW OPEX: 24.443 €/MW/Jahr
	PV	Technologiekosten	CAPEX: 893.476 €/MW OPEX: 8.935 €/MW/Jahr
	Konventionelle Erzeugung	Technologiekosten Gasturbinen	CAPEX: 750.000 €/MW FOPEX: 11.250 €/MW VOPEX: 2,7 €/MWh

3.2.4 Speicher und Power-to-Gas

Die annualisierten Kosten für **Batteriespeicher** berechnen sich aus der installierten Kapazität und den annualisierten⁸ CAPEX pro Leistungseinheit [MW], die in Höhe von 150.000 €/MW (Navigant Research, 2018) angenommen werden. Daraus ergeben sich Batteriekosten im Stromszenario von 101 M€ bei einer installierten Kapazität von 7.000 MW und von 51 M€ im Gasszenario mit einer installierten Kapazität von 3.500 MW. Die **annualisierten Mehrkosten für Batteriespeicher** für das **Stromszenario** betragen dementsprechend **0,05 Mrd. €**. Es werden keine separaten Kosten für **Pumpspeicher** betrachtet, da in beiden Szenarien die gleiche Kapazität angenommen wird.

Die **Kosten für Power-to-Gas** unterscheiden sich je Szenario und sind abhängig vom jeweiligen Power-to-Gas Bedarf. Wie auch im Gebäudebereich werden die reinen Energiekosten (hier die Kosten für erneuerbaren Strom) nicht inkludiert, da diese schon im Bereich Erzeugung abgedeckt sind. Daher fokussiert sich die Betrachtung auf die **Kosten für die Elektrolyseure**. Es wird dabei angenommen, dass der gesamte Bedarf an Power-to-Gas über Wasserstoff hergestellt wird.

Bezüglich der **Elektrolyseur-Kosten** wird angenommen, dass aufgrund des höheren Bedarfs an PtG im Gasszenario die Elektrolyseure mit 3000 Volllaststunden stärker ausgelastet sind als im Stromszenario mit nur 2500 Volllaststunden. Dadurch ergeben sich durchschnittliche und annualisierte Elektrolyseur-Kosten von 30 €/MWh im Stromszenario und von 20 €/MWh im Gasszenario (Navigant, 2018). Daraus ergeben sich annualisierte Kosten für PtG von 314 M€ im Stromszenario und von 392 M€ im Gasszenario und somit ein **Kostendelta** von **0,08 Mrd. €** in 2050.

⁸ Die Annuitätsrate basiert auf einer durchschnittlichen Lebenszeit von 15 Jahren von Batterien.

Tabelle 10: Übersicht der zugrundegelegten Kosten – Speicher und PtG

Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Batteriespeicher	Technologiekosten	CAPEX: 150.000 €/MW Lebensdauer: 15 Jahre
Speicher & PtG		Wasserstoff: 30 €/MWh in Szenario I, 20 €/MWh in Szenario II (höhere Anzahl Volllaststunden)
P2G	Kosten Elektrolyseur	

3.2.5 Infrastruktur Gas

Die Gasinfrastruktur unterteilt sich in das Gas-Verteilnetz und das Gas-Übertragungsnetz. Das letztere wird in beiden Szenarien erhalten, da beispielsweise die Industrie auch im Stromszenario weiterhin an das Übertragungsnetz angeschlossen ist und dieses auch zur Power-to-Gas Produktion genutzt wird. Das Gas-Verteilnetz wird jedoch nur im Gasszenario genutzt.

Die **annualisierten Gesamtkosten** für das **Gas-Verteilnetz** berücksichtigen die Kosten für den Erhalt und nötige Nachverdichtungen des Gas-Verteilnetzes, jedoch keine neue Erschließung. Sie betragen 50 M€ im Stromszenario und 150 M€ im Gasszenario (FGW Österreich, 2018). Dadurch ergeben sich **annualisierte Mehrkosten** von **0,1 Mrd. €** für das **Gasszenario**.

Tabelle 11: Übersicht der zugrundegelegten Kosten – Infrastruktur Gas

Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Infrastruktur	Gas-Verteilnetz	Kosten für Erhalt / Nachverdichtung des bestehenden Netzes
		Szenario I: TOTEX 50 M€/Jahr Szenario II: TOTEX 150 M€/Jahr

3.2.6 Infrastruktur Strom

In der Strominfrastruktur werden sowohl die Kosten für das Strom-Verteilnetz als auch für das Strom-Übertragungsnetz berechnet.

Die Kosten für das **Strom-Verteilnetz** setzen sich aus den Kosten für den Ausbau des bestehenden Netze, der Spitzenstromlast und den Integrationskosten der erneuerbaren Energien zusammen.

Die Kosten für den Ausbau des bestehenden Netzes werden unterteilt in den urbanen (21 €/kW/Jahr), suburbanen (27 €/kW/Jahr) und ländlichen Raum (57 €/kW/Jahr) (Ecofys, 2016). Mithilfe der topografischen Verteilung der österreichischen Bevölkerung (Eurostat, 2017) ergeben sich dann szenarienunabhängige Kosten von 35.267 €/MW. Multipliziert mit der Spitzenstromlast im **Stromszenario** von 28.376 MWh ergeben sich Kosten von **1 Mrd. €** und im **Gasszenario** von **0,67 Mrd. €** bei einer Spitzenstromlast von 18.896 MWh. Die durchschnittlichen **Integrationskosten** der erneuerbaren Energien Wind, Solar und Laufkraftwerken betragen 6 €/MWh. Mit einer Erzeugung von 88,7 TWh ergeben sich im **Gasszenario** Integrationskosten von **0,53 Mrd. €** und im **Stromszenario** von **0,52 Mrd. €**, da nur 86,9 TWh von Wind, Solar und Laufkraftwerken erzeugt werden.

Somit betragen die Gesamtkosten für das Strom-Verteilnetz im Stromszenario 1,52 Mrd. € und im Gasszenario 1,2 Mrd. €. Daher ergeben sich **annualisierte Mehrkosten von 0,3 Mrd. € für das Stromszenario.**

Die Kosten für das **Strom-Übertragungsnetz** umfasst die annualisierten Investitionskosten in das Netz, die auf der Anzahl der zu verstärkenden Leitungen und der Gesamtkapazität neuer Leitungen in der EU basiert (E-Highway 2050, 2015). Im Stromszenario bezieht sich der europäische Netzausbauplan auf dem „100 % Erneuerbare“-Szenario und im Gasszenario auf dem „Klein und lokal“-Szenario. Für das „100 % Erneuerbare“-Szenario ergeben sich für die EU Gesamtinvestitionskosten von 82,3 Mrd. € und 64,1 Mrd. € im „Klein und lokal“-Szenario (E-Highway 2050, 2015).

Für Österreich ergeben sich dementsprechend für das Stromszenario annualisierte Kosten von 0,24 Mrd. € und für das Gasszenario von 0,14 Mrd. €. Dies entspricht **annualisierten Mehrkosten von 0,1 Mrd. € für das Stromszenario.**

Tabelle 12: Übersicht der zugrundegelegten Kosten – Infrastruktur Strom

	Bereich	Abgedeckte Kosten	Annahmen
Infrastruktur	Strom-Verteilnetz	Kosten für Ausbau des bestehenden Netzes Integrationskosten Basiert auf Summe der Spitzenlast in Nachfragebereichen inkl. 20 % Sicherheitsaufschlag bei WP und 10 % in anderen Bereichen	Urban: 21 €/kW/Jahr Suburban: 27 €/kW/Jahr Ländlich: 57 €/kW/Jahr Integrationskosten PV, Wind, LaufKW: 6 €/MWh
	Strom-Übertragungsnetz	Investitionskosten basierend auf Anzahl der zu verstärkenden Leitungen und Gesamtkapazität neuer Leitungen in EU	Ausbau lokaler ÜN Investitionsannuität: 7.665 Mio. € EU, 140 Mio. € für AT

3.3 Gegenüberstellung der untersuchten Kostenblöcke beider Szenarien

Bei der **Deltabetrachtung** derjenigen **Kostenblöcke**, die sich in den beiden Szenarien unterscheiden ergibt sich für das Stromszenario **annualisierten Mehrkosten im Jahr 2050 in Höhe von ~2,9 Mrd. €** im Vergleich zum Gasszenario.

Kostentreiber für das Stromszenario sind Technologiekosten im Gebäudebereich, die Elektrifizierung im Industriesektor, konventionelle Erzeugungskapazität und das Stromverteilstromnetz. Im Gasszenario schlagen insbesondere die Kosten für Power-to-Gas und das Gas-Verteilnetz ins Gewicht.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse zusammen. Wichtig ist hierbei zu betonen, dass dies **keine gesamthafte Betrachtung aller Kosten des Energiesystems** darstellt, sondern nur eine Betrachtung ausgewählter Kostenblöcke. Nicht enthalten sind zum Beispiel die Kosten der Umstellung auf Elektromobilität, da diese in beiden Szenarien in gleichem Maße angenommen wird. **Daher sind die absoluten Zahlen nicht aussagekräftig, allein die Differenz zwischen den beiden Szenarien sollte betrachtet werden.**

Tabelle 13: Gegenüberstellung der untersuchten Kostenblöcke beider Szenarien und Darstellung des Deltas

Alle Werte Mrd €	Bereich	Szenario S	Szenario G	Delta: S - G
Nachfrage	Gebäude	5,9	3,8	2,2
	Industrie	0,2	0,0	0,2
Erzeugung	Wind	1,3	1,4	-0,1
	PV	1,4	1,5	-0,1
Speicher und Power-to-Gas	Batteriespeicher	0,1	0,05	0,1
	Power-to-Gas	0,3	0,4	-0,1
	Konventionelle Erzeugung	0,8	0,5	0,3
Infrastruktur	Gas VN	0,1	0,2	-0,1
	Strom VN	1,5	1,2	0,3
	Strom ÜN	0,2	0,1	0,1
Jährliche Mehrkosten in 2050		12,9	10,2	2,9

Aggregiert man die jährlichen Mehrkosten zwischen 2017 und 2050, resultieren **Mehrkosten von ~56 Mrd. € für das Stromszenario über den gesamten Betrachtungszeitraum**. Die unterstehende Grafik zeigt den Hochlauf des Kostendeltas sowie die aggregierten Zusatzkosten.

Alle Flächen, die **oberhalb der X-Achse** verlaufen, weisen darauf hin, dass dieser Kostenblock im Stromszenario teurer ist als im Gasszenario. Dies ist vor allem der Kostenblock der Gebäude, aber auch der des Stromverteilsnetzes und der konventionellen Erzeugung zur Rückverstromung. Alle Flächen, die **unterhalb der X-Achse** verlaufen, geben an, dass dieser Kostenblock im Gasszenario teurer ist als im Stromszenario. Dies ist der Fall bei Power-to-Gas Produktion, der erneuerbaren Erzeugung sowie dem Gas-Verteilnetzes.

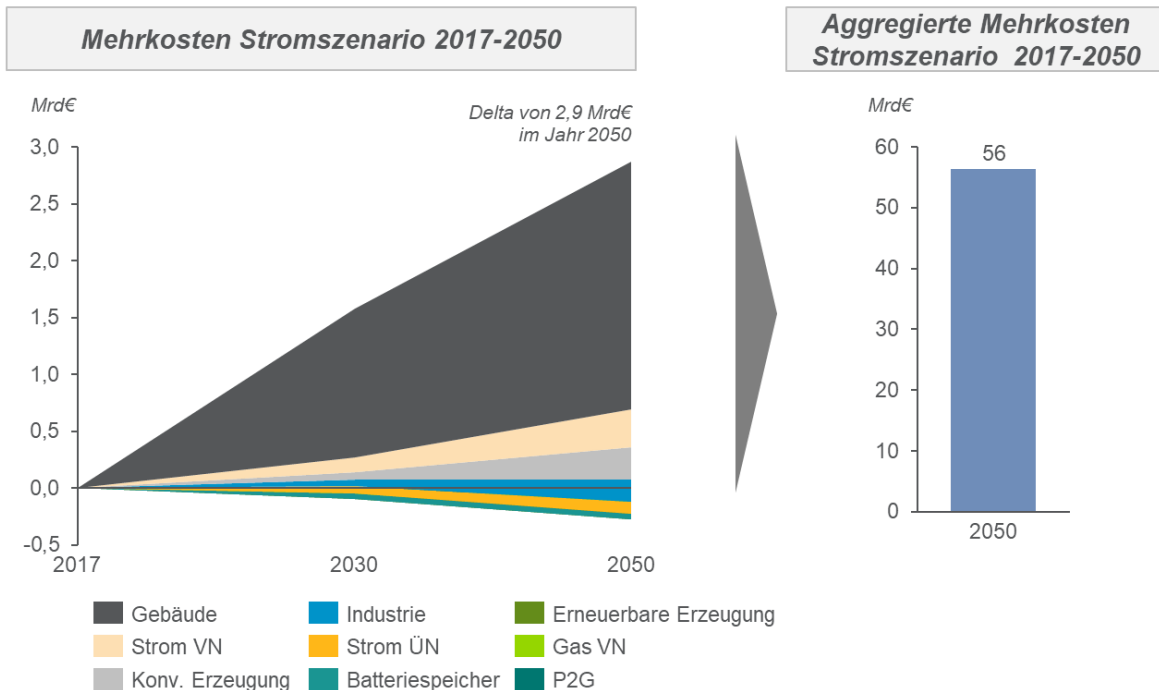


Abbildung 15: Hochlauf der Mehrkosten des Stromszenarios und aggregierte Mehrkosten des Stromszenarios

4 FAZIT

Eine **reine Fokussierung auf das Thema Elektrifizierung springt zu kurz** und kann die Herausforderungen der Dekarbonisierung nicht meistern: In zukünftigen, dekarbonisierten Energiesystemen **spielt Grünes Gas eine wichtige Rolle**, insbesondere für die saisonale Speicherung. Batterie- und Pumpspeicher können wirtschaftlich sinnvoll nur der kurz- bzw. mittelfristigen Speicherung dienen. Dieses wird aus beiden Szenarien klar: Im Stromszenario wird **Power-to-Gas als langfristiger Speicher** für erneuerbare Erzeugung benötigt um die Strom-Nachfragespitzen in den Winterwochen mit hohem Heizbedarf zu decken. Im Gasszenario wird Power-to-Gas zudem benötigt um die Nachfrage nach Gas in den Sektoren erneuerbar zu gestalten (bei begrenztem Biomethanpotential)

Stärkere Nutzung von Gas im Energiesystem – wie hier im Gasszenario betrachtet - führt zu einem ausgeglicheneren Lastprofil mit weniger Nachfragespitzen und geringerer Residualnachfrage bzw. Bedarf an Reservekapazität.

Im Vergleich zu einem Stromszenario ist das **Gasszenario zudem mit signifikant geringeren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden**. Es wurde eine Deltabetrachtung derjenigen Kostenblöcke durchgeführt, in denen sich die beiden Szenarien unterscheiden. Wichtigste Kostentreiber für das Stromszenario sind Technologiekosten im Gebäudebereich, die Elektrifizierung im Industriesektor, benötigte konventionelle Erzeugungskapazität und das Stromverteilnetz. Im Gasszenario treten etwas höhere Kosten für Power-to-Gas und das Gasverteilnetz auf als im Stromszenario.

Hieraus ergaben sich **annualisierte Mehrkosten des Stromszenarios gegenüber dem Gasszenario im Jahr 2050 von ~2,9 Mrd. €, sowie aggregierte Mehrkosten des Stromszenarios von ~56 Mrd. €** über den Zeitraum 2017 – 2050. Dies sind signifikante Mehrkosten, Die weitere Nutzung der Gasinfrastruktur in der Zukunft besitzt also einen nennenswerten volkswirtschaftlichen Wert. Wichtig zu betonen ist, dass dies keine Aussage über die gesamthaften Kosten des Energiesystems darstellt, sondern nur als relativ zwischen den beiden betrachteten Szenarien zu sehen ist .

Die Nutzung der Gasinfrastruktur und von Power-to-Gas, sowie die optimale Allokation von grünem Gas über die Sektoren, sollten vertieft untersucht werden und im nationalen sowie europäischen Rahmen mit relevanten Stakeholdern weiterentwickelt werden.

Gleichzeitig sollte der Einsatz von grünem Gas, dessen Beitrag zur Versorgungssicherheit und die weitere Nutzung der Gasinfrastruktur in der politischen Diskussion stärker berücksichtigt werden.

5 QUELLEN

- Agora. (2015). *Stromspeicher in der Energiewende*.
- Agora Energiewende and Frontier Economics. (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. Agora Verkehrswende.
- BBSR. (2016). *EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen*.
- BMW. (2017). *Ergebnispapier Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*.
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. (2018). *Energie in Österreich 2018*.
https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:3db9b813-8c0f-49fd-b5ff-89e9600c3cd7/Energie_in_OE2018_Barrierefrei.pdf.
- Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus. (2018). *Energie in Österreich 2018. Zahlen, Daten, Fakten*.
- DBI Gas & Umwelttechnik GmbH. (k.a.). <https://www.dbi-gut.de/dbi-gas-und-umwelttechnik.html>.
- Ecofys. (2016). Waarde van congestiemanagement.
- E-Highway 2050. (2015). *Modular Development Plant from 2020 to 2050*. Von http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D4.4-Modular_development_plan_from_2020_to_2050.pdf abgerufen
- Energieverbund Lehrstuhl. (2018). *TECHNISCHES POTENTIAL AN SYNTHETISCHEM METHAN AUS BIOGENEN RESSOURCEN*.
- Energy Brainpool. (2018). *Auf dem Weg in die Wettbewerbsfähigkeit: Elektrolysegase Erneuerbaren Ursprungs*.
- Enervis . (2017). *Erneuerbare Gase – ein Systemupdate der Energiewende* .
- ENTSO-E. (2017). *ENTSO-E Transparency Platform*. Von <https://transparency.entsoe.eu/> abgerufen
- European Climate Foundation. (2010). *Roadmap 2050*. The Hague.
- Eurostat (EU-SILC). (2018). *Statistik der Europäischen Union über Einkommen und Lebensbedingungen*.
- Eurostat. (2017). *Population on 1 January by broad age group, sex and other typologies [urt_pjanaggr3]*.
- FFE, F. f. (2017). *IEWT 2017 - Dekarbonisierung durch Elektrifizierung - Eine Merit Order der technischen Potenziale*. Von <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/ausgewaehlte-veroeffentlichungen/668-iewt-2017-dekarbonisierung-durch-elektrifizierung-eine-merit-order-der-technischen-potenziale> abgerufen
- FGW Österreich. (2018).
- Forschungsradar Energiewende. (2018). *Metaanalyse - Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende*.
- Fraunhofer-Institut. (2014). EU Longterm scenarios 2050 II.
- Fraunhofer-Institut ISE. (2015). Current and Future Cost of Photovoltaics. *Agora Energiewende*.
- Frontier Economics. (2017). *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland – Eine modellbasierte Analyse*.
- Gas for Climate. (2018). *How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way*.
- JKU Linz. (2017). *Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich*.
- Kollamthodi, S., Norris, J., Dun, C., Brannigan, C., Twisse, F., Biedka, M., & Bates, J. (2016). *The role of natural gas and biomethane in the transport sector*. Transport and Environment.
- Krutzler, T., Zechmeister, A., Stranner, G., Wiesenberger, H., Gallauer, T., Gössl, M., . . . Winter, R. (2017). *Energie- und Treibhausgasszenarien im Hinblick auf 2030 und 2050*. Wien: Umweltbundesamt.
- Navigant - Gebäudemodell. (2013). Built-Environment-Analysis-Model BEAM².
- Navigant. (2018). Role of hydrogen in the future EU energy system.

- Navigant Research. (2018).
- Navigant Research. (2018). *Country Forecasts for Utility-Scale Energy Storage*.
- Resch, G., Burgholzer, B., Totschig, G., Lettner, G., Auer, H., Geipel, J., . . . Group, E. E. (2017). *Stromzukunft Österreich 2030 - Analysen der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien*. Wien: IG Windkraft.
- Solar Power Europe. (2015). *Global Market Outlook 2015-2020*. 13.
- Statistik Austria. (2018). *Gesamtenergiebilanz Österreich 1970-2017*.
- TU Wien. (2018). *Wärmezukunft 2050 - Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich*.
- UBA. (2016). *Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess*.
- UBA. (2016). *Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungstechniken in einem regenerativen Energiesystem*.
- UBA. (2016). *Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050*.
- UBA. (2017). *Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050*.
- UBA. (2017). *Ökoeffizienzanalyse von Heiz- und Speichersystemen für private Haushalte*.
- Wien Energie. (2018). *Strom. Wärme. Mobilität. Szenarien für die Dekarbonisierung im Großraum Wien bis 2050*.