

Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem

Im Auftrag von: DVGW



von:

Ecofys Germany GmbH
Am Wassermann 36
50829 Köln

T +49 (0)30 29773579-0

Autoren:

Dr. Kjell Bettgenhäuser kjell.bettgenhaeuser@navigant.com
Jan Grözinger jan.groezinger@navigant.com
Carsten Petersdorff carsten.petersdorff@navigant.com
Ashok John ashok.john@navigant.com

Projektnummer: G 201802

Datum: 12.10.2018

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung und Verständnis der Aufgabenstellung	1
2. Statische Berechnung zum CO₂-Einsparpotential des „Fuel Switch“	1
3. Diskussion und Größenordnung von Content-Switch.....	2
3.1 Methodik und Vorgehen	2
3.2 Abschätzung von Potenzialen für Erneuerbare Gase	2
3.2.1 Biomethan und SNG.....	3
3.2.2 Synthetisches Gas.....	6
3.2.3 Weitere Quellen	11
3.2.4 Gesamtpotenziale.....	12
3.3 Exkurs: Vergleich Bedarf und Potential.....	13
3.4 Priorisierung über die Zeit und Sektoren.....	15
3.4.1 Vorgehen zur Priorisierung.....	15
3.4.2 Ergebnis der Priorisierung	16
3.5 Exkurs: Modellrechnung Fuel-Switch und Content-Switch	17
4. Einflussgrößen auf Szenarienvergleiche des Energiesystems	21
5. Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse	23
6. Referenzen und weitere Literatur.....	25
7. Annahmen zu Biomasse und BioMethan und Referenzen	27

1. EINLEITUNG UND VERSTÄNDNIS DER AUFGABENSTELLUNG

Im Rahmen der Energiewende wird dem Thema Elektrifizierung des Energiesektors eine besondere Bedeutung beigemessen, wohingegen im politischen Diskurs für den Energieträger Erdgas und Erneuerbares Gas (Biogas und synthetisches Gas) nur eine untergeordnete Rolle gesehen wird. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat in diesem Zusammenhang den *Energieimpuls* veröffentlicht, um in der Diskussion auf die Bedeutung von Gas hinzuweisen. Die 9-Felder Matrix des Energieimpulses (Abbildung 1) skizziert Strategien für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr:

1. *Fuel-Switch*: Austausch von Kohle, Erdöl und Erdölprodukte durch Erdgas.
2. *Content-Switch*: Austausch des Erdgases durch Erneuerbares Gas, d.h. durch CO₂-freie Erdgase
3. *Modal-Switch*: Sektorale Verknüpfung der Infrastruktur

Der Schwerpunkt dieser Studie liegt auf den ersten beiden Stufen des Energieimpulses, d.h. es werden die ersten sechs der neun im DVGW-Energieimpuls identifizierten Bausteine der integrierten Energiewende grundsätzlich diskutiert und Größenordnungen für die einzelnen Segmente berechnet bzw. abgeschätzt.

Der Fuel-Switch sieht in den drei Sektoren den sofortigen Energieträgerwechsel zu Erdgas vor. Der Content-Switch hingegen betrachtet den Austausch des Erdgases durch Erneuerbare Gase bis 2050. Damit stellen die beiden Strategien eine sukzessive Entwicklung der Gasinfrastruktur dar.

In der vorliegenden Studie wurden die Annahmen zu den Treibhausgaseinsparungen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr durch den Fuel-Switch und den Content-Switch plausibilisiert und gegebenenfalls neu quantifiziert. Folgende Leitfragen lagen der Evaluierung zugrunde:

- Welche Energieträger können kurz- bzw. mittelfristig durch fossiles Gas in welchen Größenordnungen ersetzt werden (Fuel-Switch)?
- Wie sehen die Potenziale für synthetisches Gas und Biomethan aus?
- Welche Möglichkeiten bietet der Import von Erneuerbarem Gas?
- In welchen Sektoren kann man wieviel fossiles Gas durch Erneuerbares Gas ersetzen (Content-Switch)?
- Wie sollte der Einfluss der Sektorenkopplung, bestehende Gasinfrastruktur sowie der notwendige Ausbau der Strominfrastruktur in Szenarienvergleichen des Energiesystems berücksichtigt werden?

	Stromsektor	Wärmesektor	Verkehrssektor
Fuel-Switch	Kohle → Gas	Öl → Gas	Diesel → Gas
Content-Switch	„Greening“ des Grundlaststroms	Einsparung von THG-Emissionen von mehr als 80 Prozent in 2050 – Einsparungsquote direkter THG-Emissionen von 642 Millionen Tonnen im Zeitraum bis 2050	Bio-LNG stellt 50% des LKW - Verkehrs bis 2030 emissionsfrei
Modal-Switch	weniger Stromnetzbau mehr Energiespeicher mehr Dezentralität		Anschlussstrategie mit e-fuels

Abbildung 1: Stufen und Sektoren im Energieimpuls des DVGW¹

¹ Quelle: verändert nach DVGW

2. STATISCHE BERECHNUNG ZUM CO₂-EINSPARPOTENTIAL DES „FUEL SWITCH“

Die Berechnung zum Einsparpotential des Fuel-Switch wurden unter Berücksichtigung der folgenden Annahmen in den Sektoren durchgeführt:

- Stromsektor: Ersatz des vorhandenen Kohlekraftwerksmix durch Gas unter der Annahme, dass ausreichend Gaskraftwerkskapazitäten vorhanden sein müssen. In diesem Sektor werden Stein- und Braunkohle (insgesamt ca. 240 TWh) durch Erdgas ersetzt.
- Wärmesektor: Ersatz der vorhandenen Energieträger Erdöl (Wohngebäude: 136 TWh, GHD: 86 TWh und Industrie: 27 TWh²) durch Erdgas. Beim Austausch der Heizungssysteme wurde eine Änderung des Wirkungsgrades angenommen; dieser lag vor dem Wechsel bei 86%³ im Wohngebäudesektor und im GHD- und Industriesektor bei 90%. Der Wirkungsgrad nach Systemwechsel zu Gas-Brennwert liegt bei 100%. Darüber hinaus wurde eine Gradtagzahlkorrektur für Haushalte und GHD in Höhe von 0,91⁴ berücksichtigt.
- Verkehrssektor: Ersatz der vorhandenen Energieträger Benzin (198 TWh) und Diesel (375 TWh) durch Gas. Hier wird der Energieträgereinsatz im Bereich LKW und PKW berücksichtigt. Beim Wechsel zu dem Energieträger Gas wurde berücksichtigt, dass der getankte Methanmix⁵ bei 80% Erdgas und 20% Biomethan liegt.

Das Ergebnis der statischen Berechnung im Hinblick auf die CO₂-Reduktion, d.h. wenn von heute auf morgen eine Umstellung der Energieträger zu Erdgas erfolgen würde, sieht wie folgt aus:

	Stromsektor	Wärmesektor	Verkehrssektor
Fuel-Switch	Kohle → Gas 124 Mio. t CO ₂ pro anno	Öl → Gas 25 Mio. t CO ₂ pro anno (13,8 Mt/a Gebäude 8,8 Mt/a GHD 2,5 Mt/a Industrie)	Kraftstoffe → Methan 39 Mio. t CO ₂ pro anno (23 Mt/a Diesel PKW & LKW) 16 Mt/a Benzin PKW)

Abbildung 2: Ergebnis der statischen Berechnung zum CO₂ Einsparpotentials des Fuel-Switches

² AG Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2017

³ DIN EN 18599 Mittelwert Vollast/Teillast

⁴ IWU – Gradtagzahl Standort Frankfurt

⁵ DENA 3. ZB Initiative Erdgasmobilität

3. DISKUSSION UND GRÖßENORDNUNG VON CONTENT-SWITCH

3.1 Methodik und Vorgehen

Zur Einschätzung des Content-Switches wurden zunächst die Potenziale in 2050 für die Erneuerbaren Gase Biomethan und synthetische Gas (Power-to-Gas) untersucht (siehe Kapitel 3.2.1 und 3.2.2). Den Potenzialen wurde der Energiebedarf im Jahr 2050 gegenübergestellt, um diese anschließend anhand einer Priorisierung den Sektoren zuzuweisen (siehe Kapitel 3.4.2). Als Indikatoren für die Priorisierung wird zunächst die Verfügbarkeit von anderen technischen Optionen in den verschiedenen Sektoren Strom, Wärme und Mobilität berücksichtigt. Im zweiten Schritt würden insbesondere Kostenaspekte berücksichtigt. Der Energiebedarf für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wurde anhand des BMWi Basisszenarios ermittelt.

Folgendes Schaubild fasst die Vorgehensweise bei der Untersuchung und Evaluierung des Content-Switches zusammen:



Abbildung 3: Vorgehensweise bei der Evaluierung des Content-Switch

3.2 Abschätzung von Potenzialen für Erneuerbare Gase

Von zentraler Bedeutung für die Umsetzung des Content-Switch ist das Volumen des zur Verfügung stehenden erneuerbaren Gases. Um diese wichtige Eingangsgröße für die folgenden Arbeitsschritte gut abschätzen zu können, werden die Potenziale des unter bestimmten Annahmen zur Verfügung stehenden Volumens an erneuerbarem Gas in diesem Abschnitt näher analysiert. Dabei wird zwischen heimischem Biogas und Biomethan sowie nach synthetischen Gasen aus Power-to-Gas Anlagen. Letztere wären entweder Wasserstoff (H₂) oder unter weiterem Energie- und CO₂-Einsatz Methan (CH₄). Ein wesentlicher Aspekt bei den Biogaspotenzialen ist die Berücksichtigung und Diskussion von Nachhaltigkeitskriterien.

3.2.1 Biomethan und SNG

3.2.1.1 Substrate und Annahmen

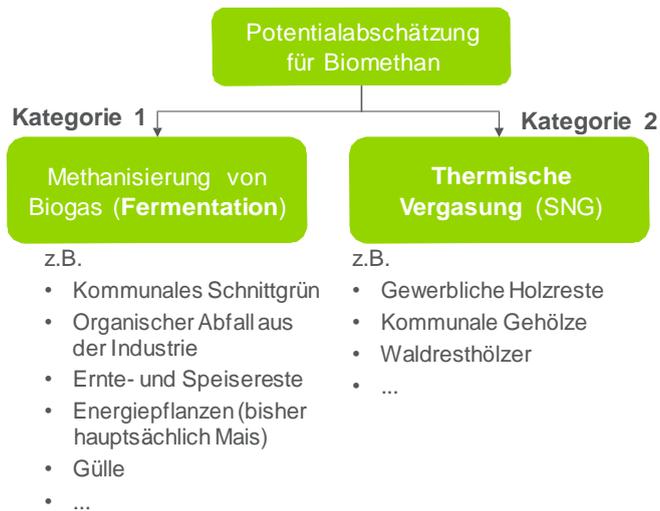


Abbildung 4: Vorgehensweise zur Abschätzung des Biomethanpotenzials

Zur Ermittlung der Biomethan-Potenziale und der verfügbaren Substrate gehen wir wie folgt vor:

1. Wir schätzen zunächst das Biomasse-Rohstoffpotenzial ab, das für die Biomethanproduktion genutzt werden kann. Dabei wenden wir strenge Nachhaltigkeitskriterien für die Verfügbarkeit und Verwendung von Rohstoffen an. Weitere Ausführungen zu den Nachhaltigkeitskriterien können in Kapitel 3.2.1.3 gefunden werden.
2. Sequenzielle Fruchtfolgen innerhalb einer Vegetationsperiode, Reststoffe der Agrarindustrie und biologisch abbaubare Abfälle werden der anaeroben Vergärung zugeführt, während forstwirtschaftliche Reststoffe sowie „post-consumer Abfälle“ für die thermische Vergasung zur Herstellung von Biomethan verwendet werden (siehe Abbildung 4).
3. Wir gehen von einem Biomasse-Biomethan-Ertrag von 0,36 m³ Biomethan pro kg trockenem Biomasse-Feedstock für Biomethan aus anaerober Vergärung und 0,55 m³ pro kg für Biomethan aus thermischer Vergasung im Jahr 2050 aus.
4. Der Biomethanertrag aus der anaeroben Gärung hat eine große Bandbreite (0,21 m³ / kg für Gülle, 0,36 m³ / kg für Mais und 0,40 m³ / kg für Bioabfall). Der Biomethan-Ertrag hängt unter anderem von der Zusammensetzung der Futtermischung ab. Bei einem hohen Anteil von Mais und Triticale in der Futtermischung für die anaerobe Gärung kann davon ausgegangen werden, dass der Ertrag am oberen Ende des Bereichs liegen wird.
5. Für die thermische Vergasung liegt die Umwandlungseffizienz von Biomasse (MJ / kg) zu Biomethan (m³ / kg) derzeit bei fast 70%. Bei Technologieentwicklungen wird erwarten, dass sich die Effizienz bis 2050 auf über 90% verbessern wird. Um den Biomethan-Ertrag für die thermische Vergasung im Rahmen dieser Studie zu berechnen, gehen wir von einer Umwandlungseffizienz in Höhe von 92% aus.

6. Der hier verwendete Heizwert für Biomethan liegt bei 33 MJ/m³, um den Energiegehalt pro m³ produziertes Biomethan abzuleiten. Abschließend wird das Biomethanpotenzial in Erdgasäquivalenten mit einem Heizwert von 38,2 MJ / m³ dargestellt.

3.2.1.2 Potenziale

In dieser Studie werden sowohl Energiepflanzen als auch Winterpflanzen als potentielle Quellen/ Substrate für Biomethan angesehen. Dabei wird sichergestellt, dass Winterpflanzen auf den Flächen der Nahrungsmittelproduktion im Winterhalbjahr wachsen, damit sie nicht im Flächennutzungskonflikt mit den „neuen“ mehrjährigen Energiepflanzen, wie zum Beispiel der durchwachsenden Silphie, stehen.

Gemäß der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gab es 2017 0,9 Mio. ha Energiemais und 1,6 Mio. ha Futtermais. Die landwirtschaftliche genutzte Gesamtfläche lag bei 16 Mio. ha (davon wurden knapp 30% als Gras- und Weideland genutzt).

Aus der anaeroben Vergärung (unter Vernachlässigung der Winterpflanzen sowie Energiepflanzen) und der thermischen Vergasung ergeben sich rund 14 bcm Methan; dies entspricht einem Potenzial von ca. 140 TWh. Berücksichtigt man nun noch die unsicheren Erträge für Energiepflanzen (ca. 5 bcm) und Winterpflanzen (ca. 6 bcm) ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 250 TWh (siehe Abbildung 5).

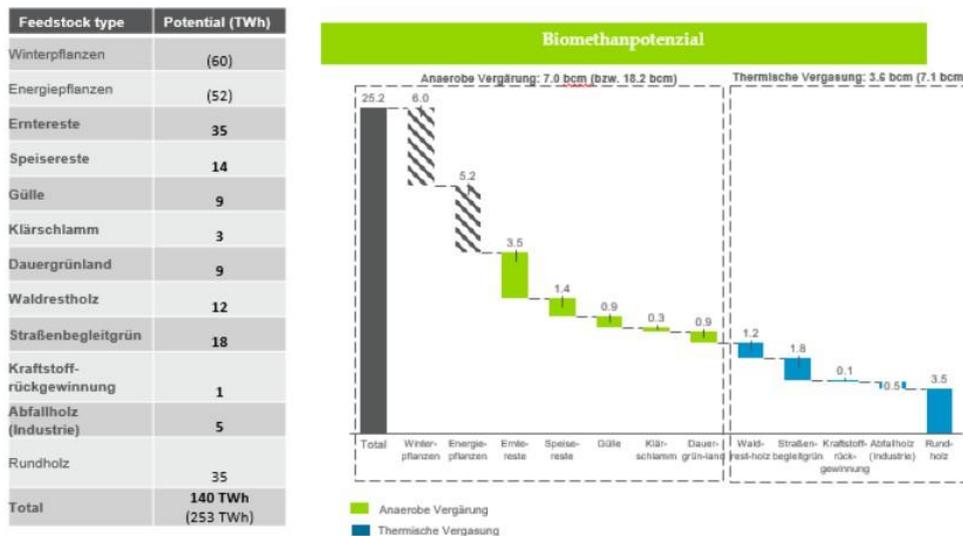


Abbildung 5: Biomethanpotenzial aus anaerober und thermischer Vergärung

3.2.1.3 Nachhaltigkeitskriterien

Biomethanpotenziale basieren weitgehend auf der Verfügbarkeit von Biomasse. Angesichts der berechtigten Bedenken hinsichtlich der Nachhaltigkeitsrisiken, die mit der Nutzung von Biomasse für Energie verbunden sind, verwenden wir strenge Nachhaltigkeitskriterien bei der Schätzung der Menge an verfügbarer Biomasse. Wir schließen Energiepflanzen aus, die als Hauptkulturen genutzt werden.

Neben der Verwendung von Reststoffen sowie landwirtschaftlichen und holzartigen Biomasserückständen gehen wir davon aus, dass nachhaltige Energiepflanzen genutzt werden

können. Sie werden jedoch nicht als Hauptkulturen, sondern nur als Winterkulturen erzeugt. Das bedeutet, dass die bestehende Nahrungs- und Futtermittelproduktion nicht durch den Einsatz von Pflanzen für die Biogas / Biomethan-Produktion verdrängt wird. In Italien und Frankreich wird der sequenzielle Anbau (Anbau von zwei Kulturen auf landwirtschaftlichen Flächen innerhalb eines Jahres) auf nachhaltige Weise angewendet; wir gehen davon aus, dass diese Praxis für den Anbau von Winterkulturen für Energie in Deutschland ebenfalls möglich ist. Das Potenzial des sequenziellen Anbaus basiert auf dem in Italien entwickelten optimierten und ausgereiften Konzept, das als „Biogasdoneright“ bezeichnet wird. Ecofys hat zusammen mit Experten der Universität Wageningen die ökologische Nachhaltigkeit dieses Konzepts in Italien bewertet. Die klimatischen Bedingungen in weiten Teilen Deutschlands unterstützen die Einführung des Konzepts. Wir gehen davon aus, dass 50% der landwirtschaftlichen Flächen, die in Deutschland für die Produktion von Weizen und Mais genutzt werden, bis 2050 für den sequenziellen Anbau genutzt werden, mit einem Ernteertrag von 40% der Hauptkulturen. Mit der Umsetzung dieses Konzepts wird kein zusätzliches Land (direkt oder indirekt) in landwirtschaftliche Flächen umgewandelt und es gibt keine Verschiebung der Nahrungsmittel- und Futtermittelproduktion aufgrund der Biogasproduktion.

Wir konzentrieren uns auf Rohstoffarten, die heute kommerziell für Bioenergie verfügbar sind, was bedeutet, dass wir Algen und Seetang ausschließen, auch wenn sich beide in Zukunft als vielversprechende Biomethan-Rohstoffe erweisen könnten. Unsere Potenzialschätzung berücksichtigt Biomethan aus Biomasse, die in Deutschland produziert wird⁶. Dies umfasst primär land- und forstwirtschaftliche / holzartige Biomassepotenziale. Landwirtschaftliche Biomasse wird verwendet, um Biogas durch anaerobe Vergärung zu erzeugen, die zu Biomethan aufbereitet wird. Mit holzartiger Biomasse wird Bio-SNG (synthetisches Erdgas) mittels Vergasungstechnologie hergestellt. Diese Technologie ist noch nicht vollständig ausgereift, allerdings gibt es in der EU mehrere größere Demonstrationsprojekte, und wir gehen davon aus, dass sich die Technologie in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren in Richtung Kommerzialisierung weiterentwickeln wird.

Bei landwirtschaftlichen Reststoffen gehen wir von nachhaltigen Abtragsraten aus, um die Bodenqualität zu erhalten. Auch bei Rückständen aus der Holzwirtschaft bleibt genügend Biomasse übrig, um die biologische Vielfalt zu gewährleisten. Konkurrierende Verwendungen dieser Rückstände werden ebenfalls berücksichtigt und nur ein Teil des gesamten sammelbaren Potenzials wird für die Biogasproduktion verwendet.

Für biologisch abbaubare Nassabfälle werden bestehende und konkurrierende Nutzungen berücksichtigt, während die Verfügbarkeit der Rohstoffe für die Biogasproduktion geschätzt wird. Für Gülle wird eine Mindestschwelle für die Betriebsgröße mit 100 Großvieheinheiten für eine nachhaltige und nachhaltige Biogasproduktion vor Ort als wirtschaftlich und logistisch sinnvoll erachtet.

Importe aus EU-Ländern sind machbar, aber angesichts der Tatsache, dass Biomethanpotenziale im Vergleich zum heutigen Erdgasverbrauch begrenzt sind, gehen wir davon aus, dass andere dicht besiedelte und wohlhabende Länder ihre heimische Biomasse zur Herstellung von Biomethan benötigen, welches ausschließlich im Inland verwendet wird.

⁶ Weitere Informationen zur Potenzialabschätzung: siehe Anhang

3.2.2 Synthetisches Gas

Grundsätzlich gibt es zwei Ansätze zur Modellierung des künftigen Potenzials für synthetische Gase. Beim ersten Ansatz wird angenommen, dass die Produktion ausschließlich aus Stromüberschüssen erfolgt. Der zweite Ansatz berücksichtigt darüber hinaus die Produktion von synthetischen Gasen durch zusätzliche Anlagen für erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) in Deutschland. Der Abschätzung zum Zubau von EE-Anlagen wurde anhand verschiedener Studien vorgenommen. Darüber hinaus könnte eine Bedarfsdeckung durch Importe erreicht werden; hier sollten allerdings ökonomische, ökologische und politische Abwägungen einfließen, die in Kapitel 3.2.3.2 „Import“ kurz skizziert werden.

Folgende Grafik fasst die erläuterten Ansätze zusammen:



Abbildung 6: Ansätze zur Potenzialabschätzung

3.2.2.1 Überschussstrom

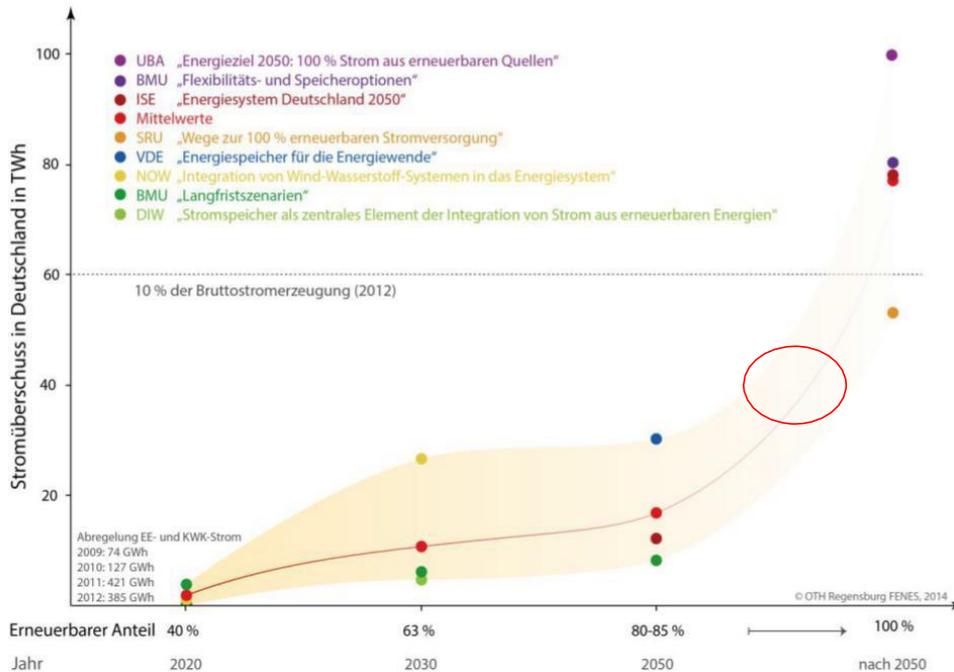


Abbildung 7: Stromüberschüsse in Deutschland unter Berücksichtigung des Zubaus von EE-Anlagen⁷

Auswertungen zum Stromüberschuss zeigen, dass je nach Szenario für den Zubau von EE-Anlagen die Bandbreite für Überschussstrom zwischen 0 und 104 TWh liegt. Nach 2050 können bis zu 100 TWh erreicht werden (siehe Abbildung 7). Für die nachfolgenden Potenzialanalysen wurde ein moderater Wert von 40 TWh Überschussstrom angenommen, was laut Graphik einem erneuerbaren Anteil von etwa 95% entspricht.

3.2.2.2 Zubau Erneuerbarer Energien

Abbildung 8 veranschaulicht die erwarteten installierten Leistungen für Photovoltaik (PV) in 2050 auf der Grundlage von unterschiedlichen Studien. Demnach liegt die Bandbreite an erbrachter Leistung zwischen 63 GW laut BMWi Langfristszenarien und 1056 GW laut Enervis; letztere berücksichtigen jedoch keine Potenzialgrenze beim Zubau auf Freiflächen. Bleibt das Freiflächenpotenzial unberücksichtigt ergibt eine Leistung von 190 GW und liegt damit unter anderem im Bereich der Einschätzungen des Öko-Instituts und des Energiewirtschaftlichen Institut Köln (EWI). Die Studien des EWI, ISE, IWES und Enervis berücksichtigen grundsätzlich die Potenzialgrenzen der Technologien.

Basierend auf dieser Metaanalyse liegt die installierte Leistung von PV in 2050 zwischen 170 und 190 GW.

⁷ „Energiespeicher in Deutschland. Bedarf – Technologie – Rahmenbedingungen.“ (Präsentation)

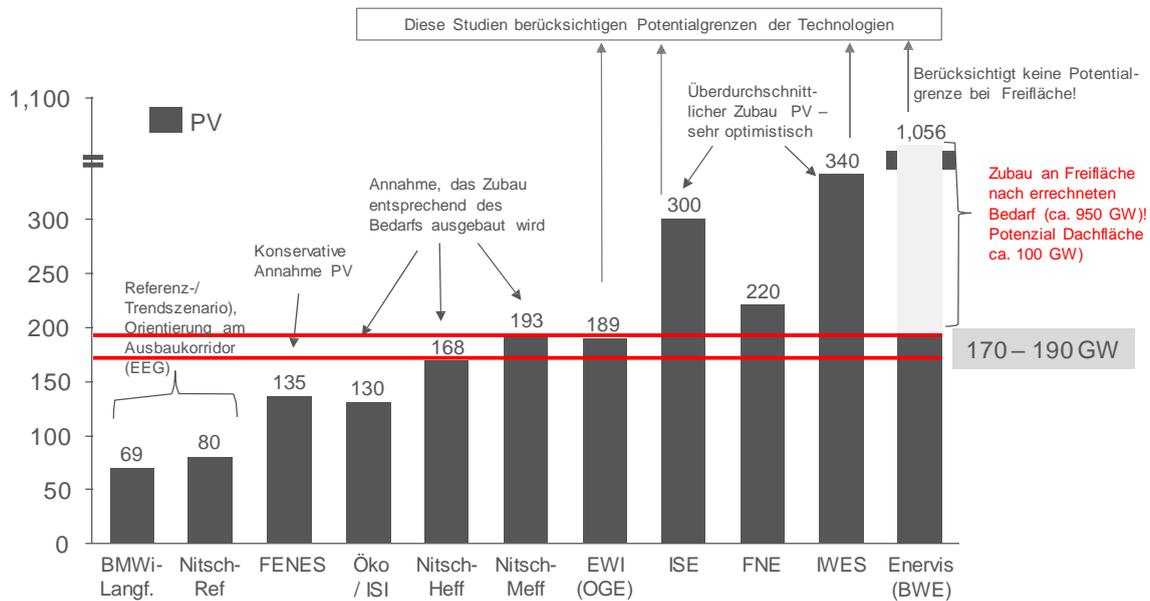


Abbildung 8: Leistung von Photovoltaik in 2050

Eine vergleichbare Metaanalyse für Wind onshore zeigt, dass die installierte Leistungen in 2050 ebenfalls im Bereich 170 bis 190 GW betragen könnten (Abbildung 9). Die Auswertungen für Wind offshore weisen auf eine Bandbreite von 30-50 GW hin (Abbildung 10). Auch hier liegen die BMWi Langfristszenarien unter der o.g. Bandbreite (onshore 75 GW und offshore 15 GW) und die Enervis Studie am oberen Ende der Einschätzungen (onshore 200 GW und offshore 54 GW).

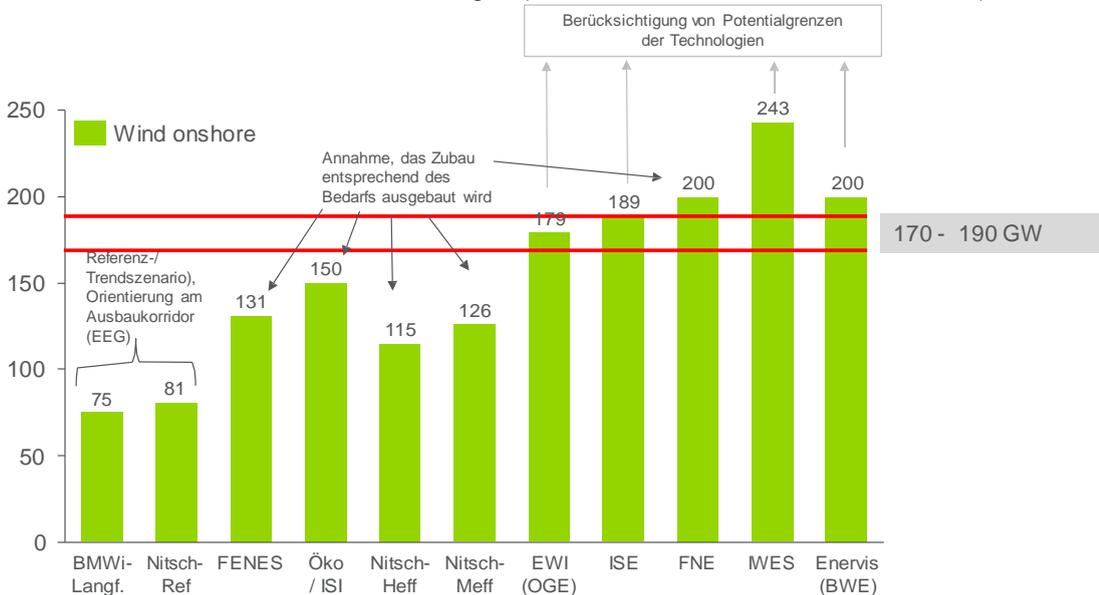


Abbildung 9: Leistung von Wind onshore in 2050

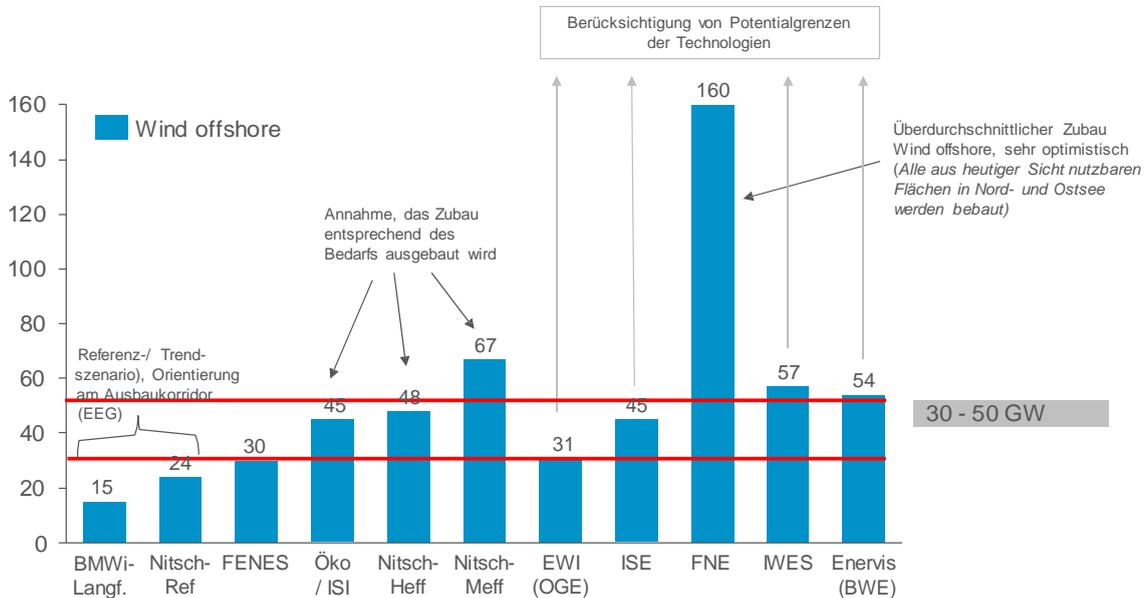


Abbildung 10: : Leistung von Wind offshore in 2050

Zusammenfassend liegen die installierten Leistungen für die drei EE-Technologien PV, Wind onshore und offshore bei 370 bis 430 GW. Unter Annahme der in Abbildung 11 aufgeführten Volllaststunden ergibt sich eine Stromerzeugung in 2050 durch EE in Höhe von 723 bis 874 TWh.

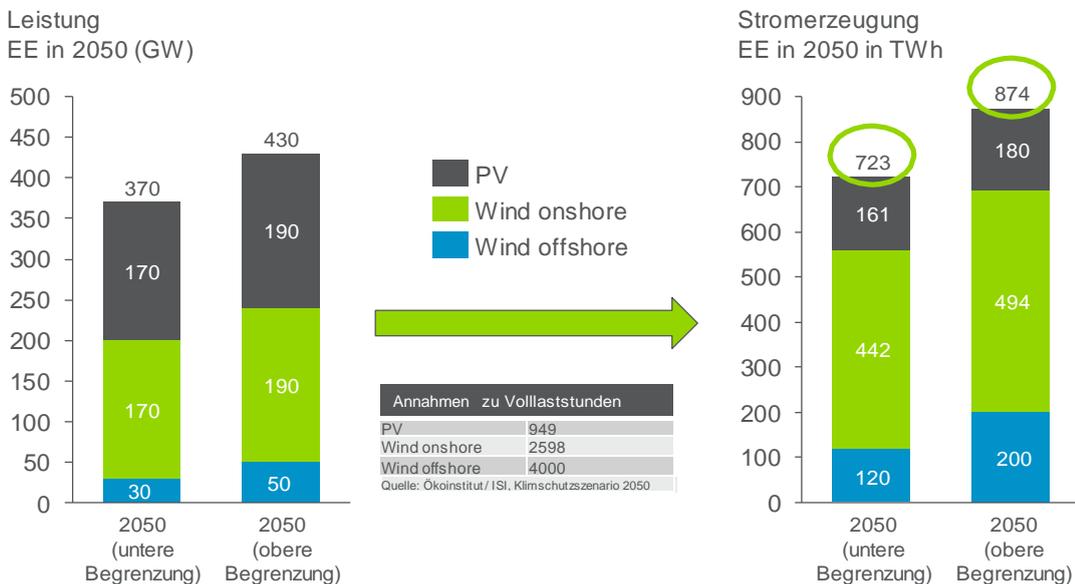


Abbildung 11: Installierte Leistung und Stromerzeugung aus EE in 2050

3.2.2.3 Strombedarf (direkt)

Im nächsten Schritt muss noch eine Abschätzung des Strombedarfs vorgenommen werden, da dieser der Produktion von synthetischen Gasen nicht zur Verfügung steht. Auch hier wurde eine Metaanalyse verschiedenen Studien durchgeführt, welche teilweise die zusätzliche Stromnachfrage zur Herstellung von PtX berücksichtigt.

Die Zusammenstellung zeigt, dass ein Strombedarf von knapp 600 TWh erwartet wird und damit im Bereich des BMWi Basisszenarios liegt.

Strombedarf in TWh

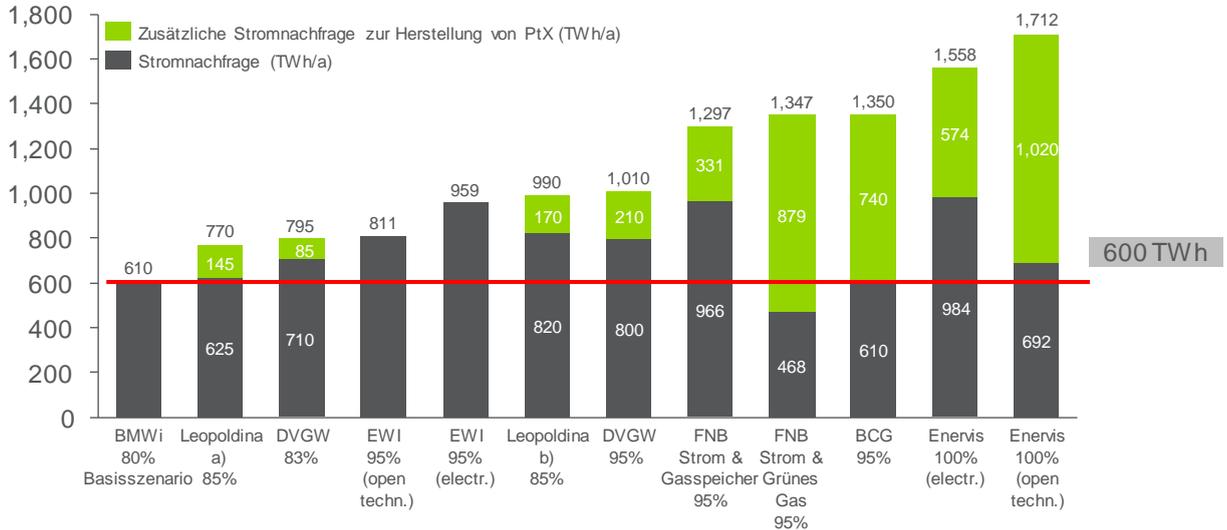


Abbildung 12: Strombedarf in 2050

3.2.2.4 Potenziale an PtG

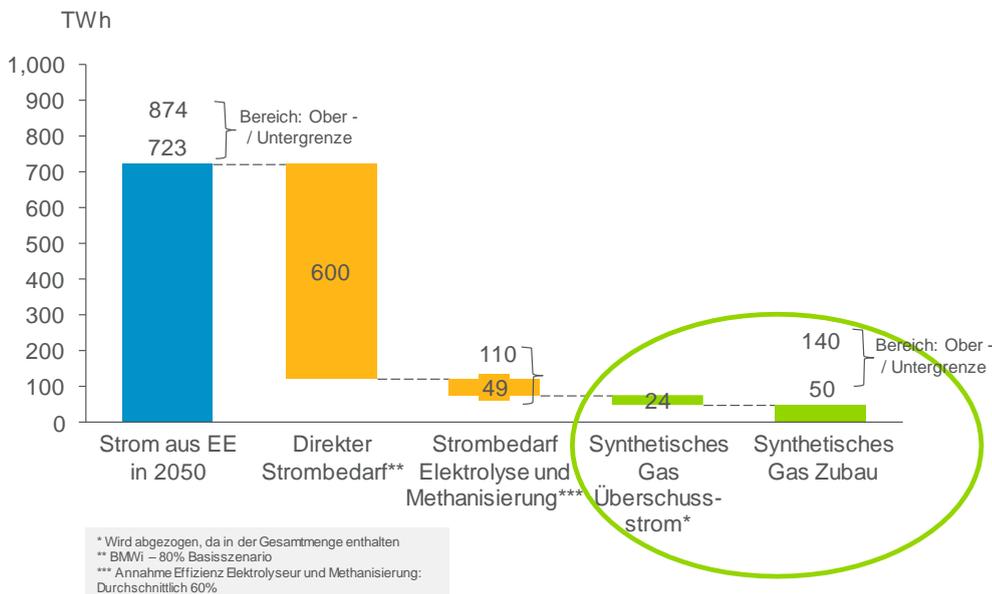


Abbildung 13: Potenziale für synthetische Gase

Die oben ausgeführten Analysen zeigen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 723 und 874 TWh liegen. Abzüglich des direkten Strombedarfs in Höhe von 600 TWh stehen 123 bis 274 TWh zur Produktion von synthetischem Gas zur Verfügung. Unter der Annahme,

dass die Effizienz der Elektrolyse und Methanisierung bei 60%⁸ liegt, ergibt sich ein Potenzial von 74 bis 164 TWh für synthetisches Gas. Davon entfallen 24 TWh auf synthetische Gas, die durch Überschussstrom produziert werden (40 TWh x 0,6) und 50 bis 140 TWh, die durch den EE-Zubau generiert werden (siehe Abbildung 13).

Wichtig ist dabei zu erwähnen, dass in der Studie von einer vollständigen Methanisierung von Wasserstoff ausgegangen wird. Das Potential würde sich weiter erhöhen, wenn wir von einer teilweisen Nutzung von Wasserstoff direkt im Gasnetz ausgehen würden, beispielsweise bei einer Beimischquote von ca. 10%.

3.2.3 Weitere Quellen

3.2.3.1 Pilotprojekte

In einem Pilotprojekt im britischen Leeds wurde zwischen 2014 und 2016 die Umstellung der Wärmeversorgung auf grünen Wasserstoff untersucht. Dabei soll unter Leitung des regionalen Netzbetreibers Northern Gas Networks Wasserstoff durch das Verfahren der Dampfreformierung (oder autotherme Reformierung) aus Erdgas produziert werden. Das durch die Reformierung abgeschiedene CO₂ soll dabei eingelagert werden (CCS). Auf dieser Grundlage kann eine Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff erfolgen und damit eine hohe Quote erreicht werden.⁹ Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass es Unsicherheiten bezüglich der Kosten, Umweltverträglichkeit, Effizienz und der politischen Umsetzbarkeit/ Akzeptanz (CCS-Diskussion) gibt. Können diese Barrieren überwunden werden, kann jedoch von einem großen Potenzial für die „Dekarbonisierung an der Quelle“ ausgegangen werden.

Würden beispielsweise 10% des importierten Russischen und Norwegischen Erdgases (61% Anteil am Erdgas¹⁰) an der Quelle dekarbonisiert werden, ergibt sich ein Potenzial von 61 TWh (insgesamt 610 TWh). Dies resultiert in einer Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe von 12,3 Mio. t¹¹ oder Senkung um 2,3% Gesamtemissionen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

3.2.3.2 Import

Als weitere Quelle kommen Importe von Erneuerbaren Gasen in Frage. Insbesondere durch höhere installierte Leistung im EE-Bereich – aufgrund der zusätzlichen Sonnenstunden (z.B. Südeuropa) oder Wärmequellen (Island) – könnten mehr synthetische Gase für Importe zur Verfügung stehen. Dabei ist zu erwarten, dass der Import aus sonnenreichen Regionen zu Preisvorteilen führen wird, obwohl vergleichsweise höhere Transportkosten anfallen würden. Allerdings gilt zu beachten, dass Importe zu einer erhöhten Abhängigkeit und damit zu Versorgungsunsicherheiten führen würden. Dies könnte jedoch in 2050 eine geringere Bedeutung haben, da die Importabhängigkeit insgesamt gesenkt werden könnte, wenn inländische E-Gase vermehrt zur Energiebedarfsdeckung genutzt werden. Letztendlich wird es eine politische Entscheidung sein, ob und inwieweit man Erneuerbare Gase importieren möchte.

⁸ Quelle: DBI/ DVGW

⁹ Dickel, Ralf: „The Role of Natural Gas, Renewables and Energy Efficiency in Decarbonisation in Germany – Appendix 3“, Oxford Institute of Energy Studies

¹⁰ Quelle: BDEW

¹¹ CO₂-Faktor Erdgas: 201 g/kWh

3.2.4 Gesamtpotenziale

Das Gesamtpotenzial für Erneuerbare Gase liegen entsprechend der Ausführungen in den vorangegangenen Kapiteln bei 414 TWh (Abbildung 14). Davon steht ein Potential von 214 TWh sicher zur Verfügung; 140 TWh aus der Produktion (anaeroben Gärung und thermischen Vergasung) von Biomethan und 74 TWh aus der Gewinnung von Power-to- Gas (PtG aus Stromüberschuss und Zubau EE-Anlagen). Weitere 200 TWh Stunden stehen als Potenzialobergrenze zur Verfügung; diese setzen sich aus 90 TWh synthetische Gase und 110 TWh Biomethan aus Energiepflanzen und Winterpflanzen.

Dies würde zu einer CO₂-Reduktion in Höhe von -43 Mio. t (Untergrenze: 214 TWh) bis 83 Mio. t (Obergrenze: 200 TWh) führen.

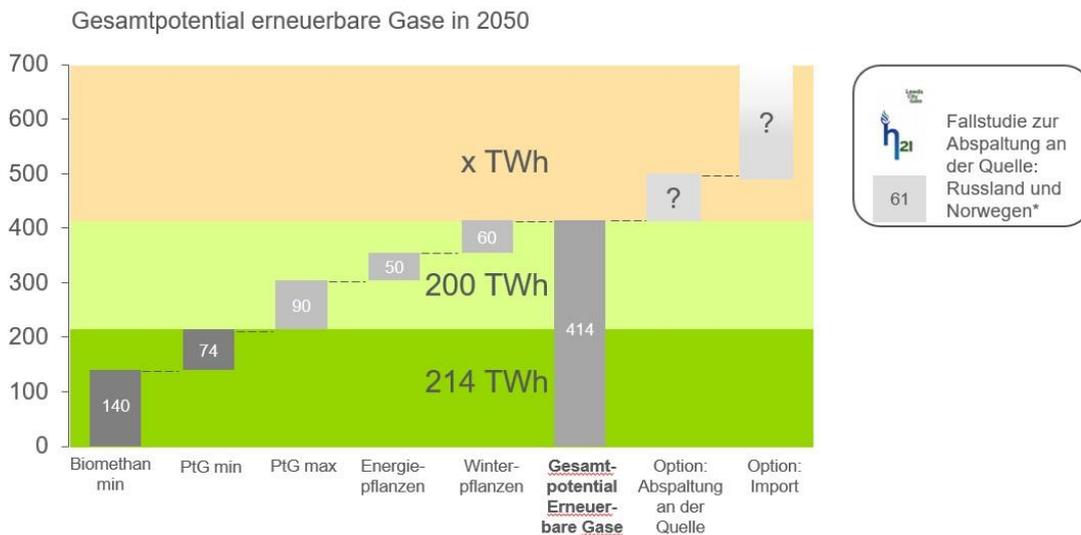


Abbildung 14: Gesamtpotenzial erneuerbares Gas in 2050

3.3 Exkurs: Vergleich Bedarf und Potential

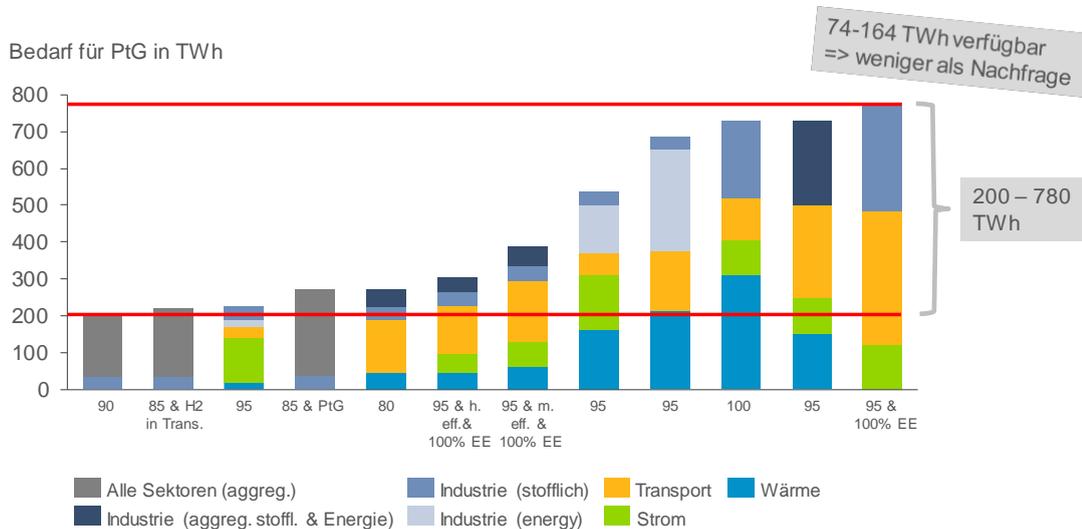


Abbildung 15: Bedarf für Power-to-Gas in 2050

Der hier folgende Exkurs soll einen Überblick zu dem Bedarf an synthetischen Gasen und Biomethan liefern. Basierend auf der vorangegangenen Studie „Metaanalyse aktueller Studien zum Thema Sektorenkopplung“, zeigen Abbildung 15 und Abbildung 16 den Bedarf für Power-to-Gas und Biomethan, den unterschiedliche Studien in 2050 sehen. Demnach liegt im Bereich PtG der Bedarf zwischen 200 und 780 TWh und im Bereich Biomethan zwischen 60 und 150 TWh.

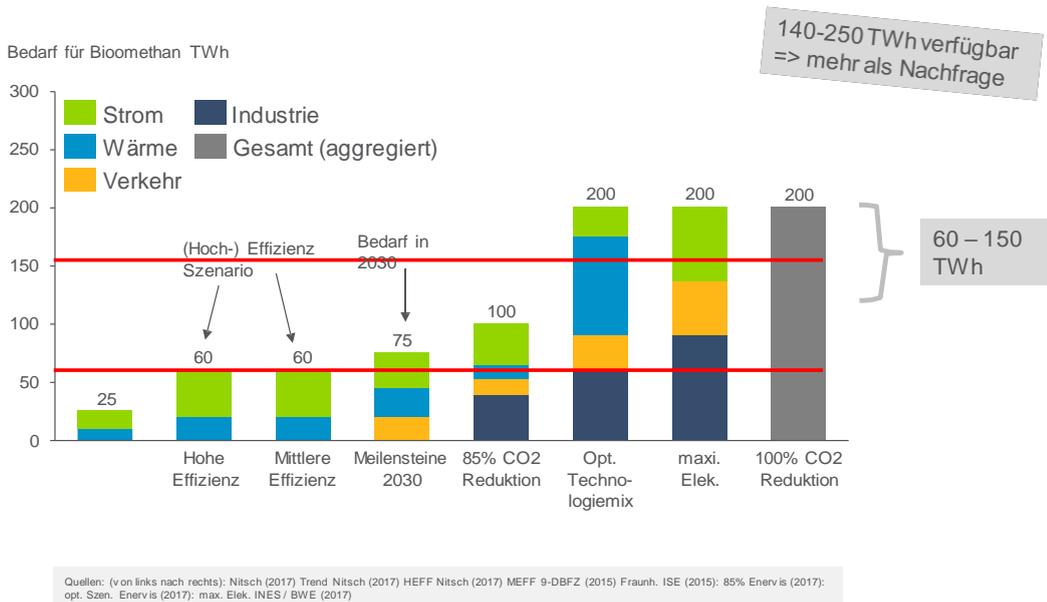


Abbildung 16: Bedarf für Biomethan in 2050

Beim Vergleich des Bedarfs und des Potenzials von PtG und Biomethan ergibt sich eine Versorgungslücke von bis zu 46 TWh, wenn der untere Wert des Bedarfs- und des Potenzialkorridors zugrunde gelegt wird und von bis zu 716 TWh unter Berücksichtigung des oberen Bedarfsgrenzwertes (Abbildung 17). Diese mögliche Versorgungslücke in 2050 macht eine sinnvolle Priorisierung des Einsatzes von EE-Gasen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr notwendig (siehe nächstes Kapitel).

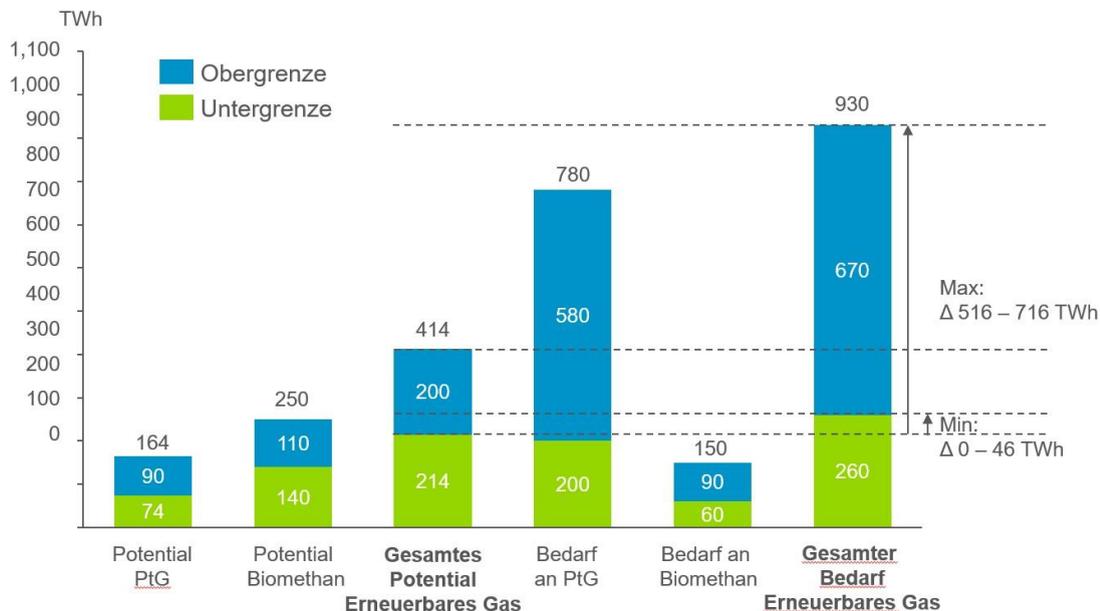


Abbildung 17: Vergleich Bedarf und Potenzial von PtG und Biomethan in 2050

3.4 Priorisierung über die Zeit und Sektoren

3.4.1 Vorgehen zur Priorisierung

Als Indikatoren für die Entscheidung zur Priorisierung liegen folgenden Kriterien zugrunde:

- Alternativlose Anwendung in Sektoren: Verfügbarkeit von anderen technischen Optionen in den verschiedenen Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Als alternativlos werden dabei
 - im Verkehrssektor der Schwerlastverkehr (schwere LKW) betrachtet. Schiffs- und Flugverkehr werden bei der Priorisierung aufgrund der überwiegend internationalen Verkehrshäfen nicht betrachtet (Betankung außerhalb Deutschlands).
 - im Wärmesektor die Hochtemperatur im Industriebereich betrachtet.
 - im Stromsektor die Rückverstromung betrachtet.
- Abwägung insbesondere der Kosteneffizienz durch den Einsatz von erneuerbarem Gas in den unterschiedlichen Anwendungsfeldern

Für die Priorisierung des Einsatzes der Erneuerbare Gase wurden die Endenergieverbräuche, die das BMWi Basisszenario für unterschiedliche Sektoren ausweist, herangezogen. Tabelle 1 enthält einen Überblick über Sektoren, bei denen Erneuerbare Gase prioritär eingesetzt werden sollten, da andere technischen Optionen als nicht verfügbar oder zumindest schwierig oder kostenintensiv eingeschätzt werden. Dabei handelt es sich um eine Indikation, um eine Abschätzung der Endenergieverbräuche für die einzelnen Sektoren vornehmen zu können.

Tabelle 1: Übersicht der Energieverbräuche nach BMWi Basisszenario und Anmerkungen zur Priorisierung

Sektor	2010	2050	Anmerkung zur Priorisierung
Flugverkehr	101 TWh	101 TWh	PtL oder Kerosin-Ersatz auf biogenen Quellen: internationaler Markt, nicht weiter betrachtet
Schwerlastverkehr	s-LKW: 90 TWh Schiff: 32 TWh	s-LKW: 70 TWh Schiff: 53 TWh	Schiff: PtL → LNG, internationaler Markt, nicht weiter betrachtet S-LKW: PtL für LNG, CNG oder H2 größter Teil, evtl. 20% Oberleitungs-LKW ¹²
Hochtemperatur Industrie	250 TWh	180 TWh	PtG Inland
Deckung Residuallast	425 TWh	59 ¹³ TWh	PtG Inland

¹² Dena (2017): E-Fuels study. The potential of electricity based fuels for low-emission transport in the EU

¹³ Abschätzung G.-M. Syring, DBI in „Gasnetze und –speicher nach COP21: 47 TWh

3.4.2 Ergebnis der Priorisierung

Die Priorisierung anhand der oben ausgeführten Kriterien führt zu dem Ergebnis, dass in 2050¹⁴

- ca. 56 TWh im Bereich schwere Lastkraftwagen (s-LKW),
- ca. 180 TWh im Bereich Hochtemperaturindustrie (HT)
- und ca. 59 TWh im Bereich Rückverstromung als alternativlos gelten. (siehe Abbildung 18)

Insgesamt liegt der Endenergiebedarf in den prioritären Anwendungsgebieten bei 295 TWh. Dies führt bei dem in der vorliegenden Studie ermittelten maximalen Potential (414 TWh) zu einem Überschuss an Erneuerbaren Gasen in Höhe von 119 TWh¹⁵. Setzt man davon 14 TWh als zusätzliche Sicherung des Verkehrssektor s-LKW ein (alternativ: Oberleitungs-LKW), verbleibt ein zusätzliches Potential von ca. 105 TWh.

Der Wärmemarkt bietet sich als interessantes Einsatzgebiet an, da neben der Dekarbonisierung weitere Kostenersparnisse in der Energieinfrastruktur gesehen werden¹⁶: Generell werden Wärmepumpen eine wichtige Rolle zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes zugewiesen. Zweifelsohne bieten sie eine gute Option zur Dekarbonisierung, wenn sie mit erneuerbarem Strom betrieben werden. Würde der Wärmemarkt sehr stark elektrifiziert werden, hätte dies aber auch Einfluss auf den notwendigen Stromnetzausbau und die Erzeugungskapazitäten. Je nach Art der Wärmepumpe (z.B. Luft als Quelle), reduzieren sich die Wirkungsgrade der Wärmepumpen zu kalten Zeiten deutlich, so dass der Strombedarf stark steigen würde. Auch um die Energieversorgung sicherzustellen, insbesondere für Zeiten mit wenig Wind- und Solarstrom sind Investitionen in die Strominfrastruktur zu erwarten. Durch den Einsatz von Gas insbesondere zur Reduzierung des Peaks können Investitionen in die Strominfrastruktur gesenkt werden.

Daher sind in der weiteren Betrachtung das zusätzliche Potential von 105 TWh dem Wärmemarkt zugewiesen.

¹⁴ Basierend auf BMWi Basisszenario

¹⁵ 414 TWh Potential abzüglich 295 TWh für den Einsatz Erneuerbarer Energien in Bereichen ohne alternative.

¹⁶ Gas for Climate

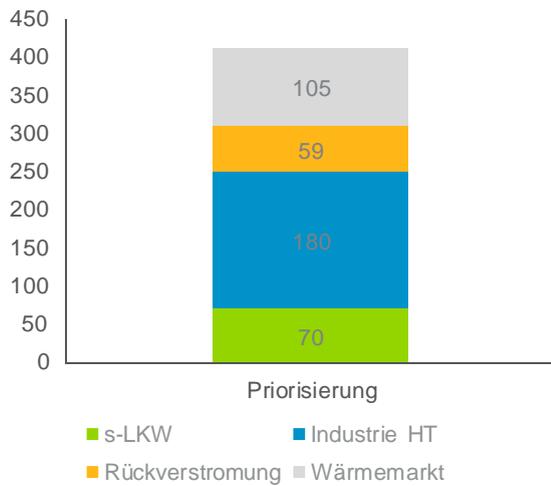


Abbildung 18: Ergebnis der Priorisierung in den verschiedenen Sektoren

Mit dieser Aufteilung der Nutzung der Erneuerbaren Energien führt der Content-Switch damit zu einer CO₂-Reduktion in Höhe von 43-84 Mio. t CO₂ pro Jahr. Im Strombereich können 12 Mio. t. CO₂, im Wärmesektor insgesamt zwischen 23 und 57 Mio. t. CO₂ und im Verkehrssektor zwischen 9 und 14 Mio. t CO₂ eingespart werden (siehe Abbildung 19).

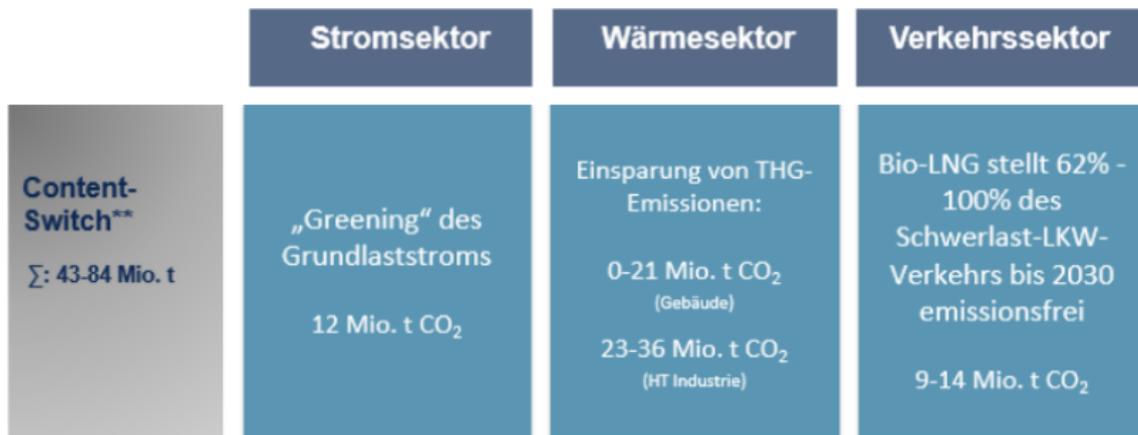


Abbildung 19: Ergebnis der Berechnung zum CO₂ Einsparpotential des Content-Switches

3.5 Exkurs: Modellrechnung Fuel-Switch und Content-Switch

Das nun folgende Kapitel betrachtet die Entwicklung des Fuel- und des Content-Switches über die Zeit für den Zeitraum bis 2050. Ziel ist es auf der Grundlage einer vereinfachten Modellrechnung die Energie- und CO₂-Einsparungen von Fuel-Switch- und Content-Switch im Vergleich zu sowieso stattfindenden Entwicklungen zu betrachten. Hier wurde dies jeweils im Vergleich zu dem Basisszenario des BMWi durchgeführt.

Entsprechend wird in Anlehnung an das BMWi Basisszenario für den Fuel-Switch die Entwicklung der Nachfrage nach fossilem Gas nachgebildet. Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 2 wird dabei

- im Stromsektor Steinkohle und Braunkohle durch Erdgas ersetzt.
- im Wärmesektor in den Bereichen Wohngebäude, GHD und Industrie der Energieträger Öl durch Erdgas ersetzt.
- Im Verkehrssektor der Diesel- und Benzineinsatz im den Bereichen LKW und PKW durch Gas ersetzt.

Annahmen zum Methanmix im Verkehrssektor, Restriktionen beim Systemwechsel oder den veränderten Wirkungsgrad durch den Systemwechsel wurden analog zu den Ausführungen im o.g. Kapitel in das Modell übernommen. Dabei wird dem Grundsatz Rechnung getragen, dass der Fuel-Switch möglichst zügig, aber unter realisierbaren Bedingungen bzw. Austauschraten stattfindet. Der Fuel-Switch findet im Strom- und Wärmesektor Wohngebäude und GHD bis 2030 statt und im Industriebereich sowie Verkehrssektor bis 2040. Nach dem Fuel-Switch setzt der Content-Switch ab 2030 ein. Dabei werden die fossilen Gase entsprechend der vorgeschlagenen Priorisierung bis zum Jahr 2050 vollständig durch erneuerbare Gase, d.h. Biogas und e-Gas ersetzt. Die Modellrechnung bildet auf den o.g. Grundlagen den Einsatz und die Menge erneuerbarer Gase und deren CO₂-Wirkung sowie die Kostenbandbreiten ab.

Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung des Primärenergie- und Endenergieverbrauchs im BMWi Basisszenario für die Periode 2010-2050 für die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie. Erkennbar ist, dass der Endenergiebedarf in diesem Szenario um ca. 40% sinkt. Den größten Anteil an der Reduktion des Endenergiebedarfs haben die Sektoren Wärme und Verkehr.

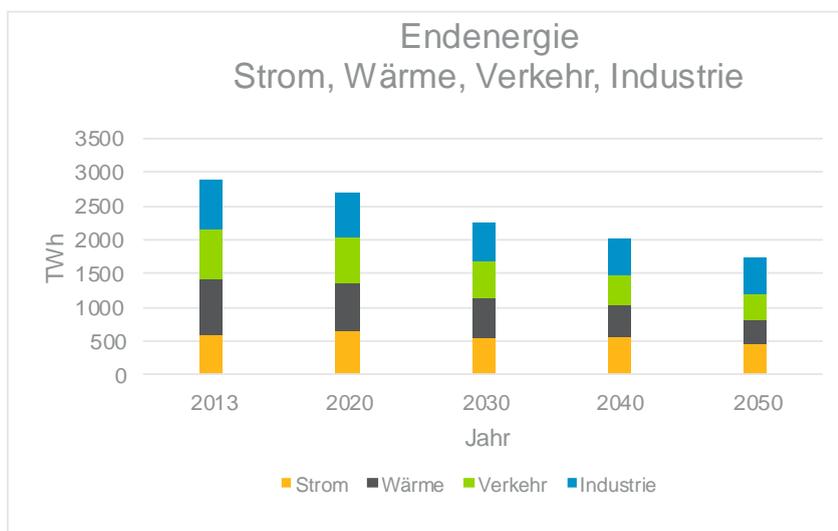


Abbildung 20: BMWi Basisszenario – Entwicklung der Endenergie

Folgende Grafiken zeigen die Entwicklung des Basisszenarios, des Fuel-Switch und des Content-Switch Szenarios aufgeteilt nach den durch den Switch betroffenen Energieträgern sowie Gas. Erkennbar ist, dass der Austausch fossiler Energieträger durch Gas bis 2030 bzw. 2040 vollzogen ist und die Bedeutung von Gas damit zunimmt. Im Content-Switch nimmt ab diesem Zeitpunkt der Anteil erneuerbarer Gase zu.

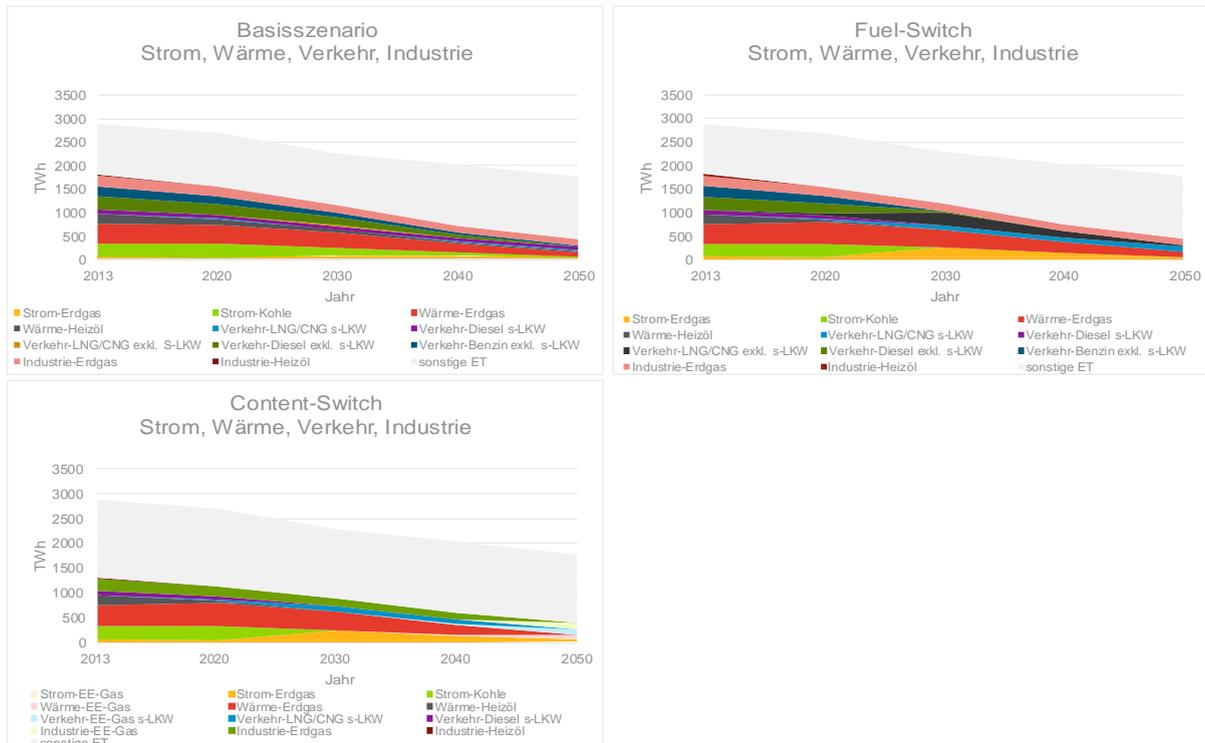


Abbildung 21: Übersicht Entwicklung BMWi Basisszenario, Fuel- und Content-Switch

Beim Vergleich der CO₂-Emissionen und der Entwicklung der Energie- und CO₂ Kosten ergibt sich, dass durch den Fuel-Switch bis 2030 129 Mio. t CO₂ zusätzlich im Vergleich zum Basisszenario eingespart werden können. Diese Einsparungen reduzieren sich im Vergleich zum Basisszenario bis zum Jahr 2050, da auch im Basisszenario die entsprechenden fossilen Energieträger ersetzt werden. Man kann also beim Fuel-Switch von einem Vorzieheffekt sprechen.

Durch den Content-Switch, also den Einsatz erneuerbarer Gase, kann eine weitere Reduktion in Höhe von 79 Mio.t in 2050 im Vergleich zum Fuel-Switch erreicht werden, hier handelt es sich um zusätzliche Einsparungen auch im Vergleich zum Basisszenario.

Betrachtet man rein die Energie- und CO₂-Kosten (ohne die Betrachtung von etwaigen notwendigen Investitionskosten) liegen diese Kosten beim Fuel-Switch unterhalb der Kosten vom Basisszenario. Dies wird insbesondere durch niedrigere Kosten im Verkehrsbereich und Wärmebereich erreicht. Beim Content-Switch liegen die Kosten oberhalb der Kosten des Basisszenarios, die zusätzlichen Kosten für die Erneuerbaren Gase können nicht durch die angenommenen CO₂ Preise kompensiert werden, allerdings entstehen, wie im Vorfeld dargestellt, zusätzliche CO₂ Einsparungen. Setzt man die zusätzlichen Energie- und CO₂-Kosten ins Verhältnis zu den jetzigen Energiekosten, liegen sie bei etwa 5%.

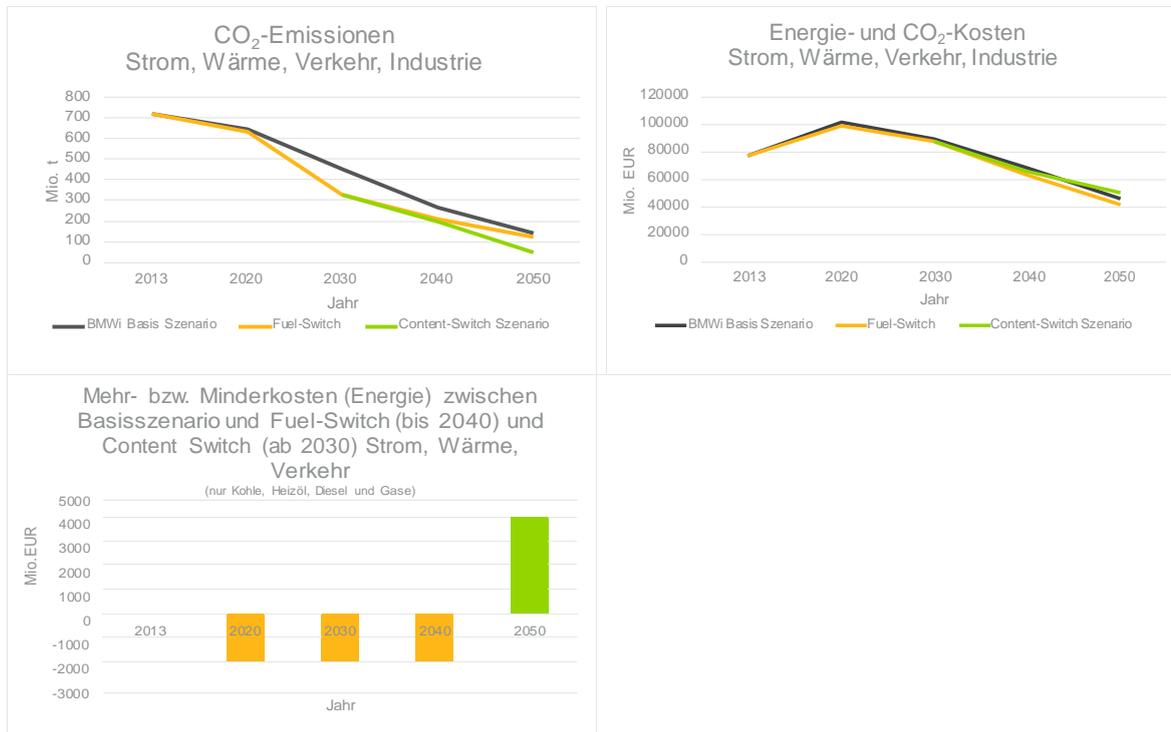


Abbildung 22: Entwicklung CO₂-Emissionen sowie Energie- und CO₂-Kosten

4. EINFLUSSGRÖßEN AUF SZENARIENVERGLEICHE DES ENERGIESYSTEMS

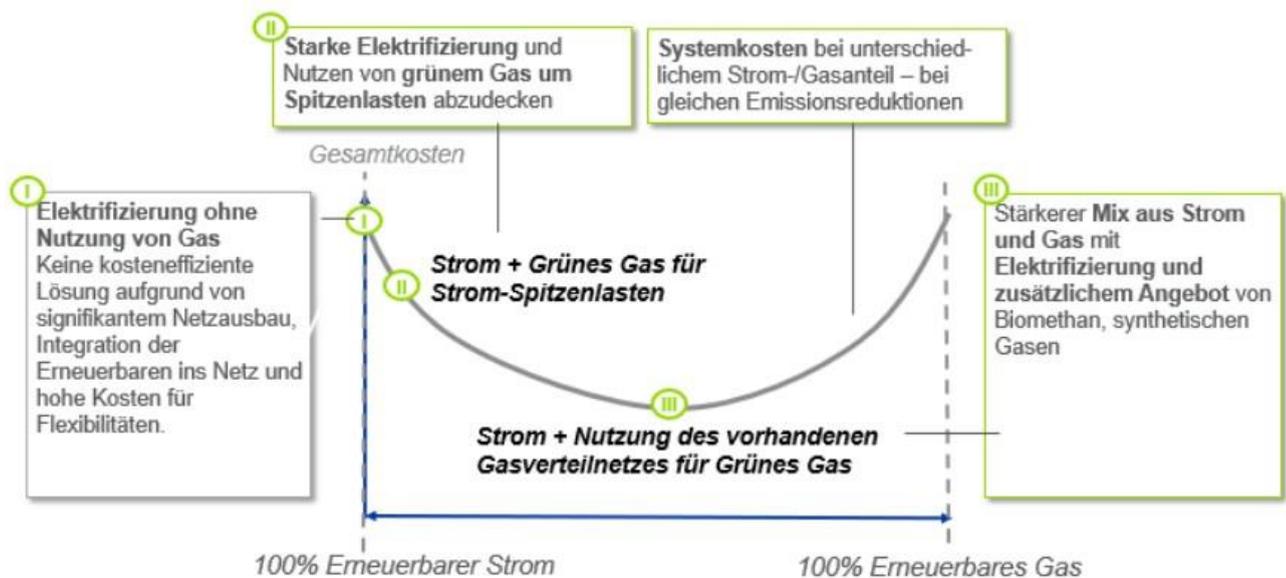


Abbildung 23: Gegenüberstellung der Energiesystemoptionen „All electric“ (E-szenario) mit einer Hybridstruktur aus Strom- und Gasnetz (E+G-szenario)

Insgesamt wird die Diskussion um die Energiewende komplexer, da weitreichende Dekarbonisierungspfade in der Regel mit Sektorkopplungsaspekten verbunden sind. Dies macht es erforderlich, dass sich Szenarienbetrachtungen zur Analyse des zukünftigen Dekarbonisierungspfad an die Notwendigkeiten anpassen und folgende Aspekte einbeziehen:

- Volkswirtschaftliche Betrachtung**
 Bei der Bewertung von unterschiedlichen Szenarien mit gleichen Dekarbonisierungszielen sind neben Versorgungssicherheit und Umsetzbarkeit letztendlich die volkswirtschaftlichen Kosten der entscheidende Faktor, welcher Pfad eingeschlagen werden sollte.
- Technologieoffene Betrachtung**
 Technologien zur Sektorenkopplung werden in allen Szenarien erforderlich. Die Frage ist allerdings, zu welchem Zeitpunkt und in welcher Ausgestaltung. Aus einer systemischen Perspektive erscheint es daher nicht unbedingt zielführend bzw. kostenoptimal, Technologieeinschränkungen aus politischen Erwägungen zu forcieren, da diese zu einem suboptimalen Gesamtenergiesystem führen kann. Daher sollte Technologieoffenheit gewährleistet sein.
- Berücksichtigung der Infrastrukturkosten**
 Ein Szenarienvergleich¹⁷ hat gezeigt, dass alle Studien, die Gesamtsystemkosten von „all electric“ Szenarien mit denen von eher balancierten Szenarien berechnen, höhere Kosten bei den „all electric“ Szenarien ausweisen, trotz teilweise großer Unsicherheiten bei den Parametern. Dabei war es wesentlich, dass in Szenarienvergleichen des Energiesystems der Einfluss bestehender Infrastruktur sowie der notwendige Ausbau der Infrastruktur

¹⁷ Ecofys: Metaanalyse aktueller Studien zum Thema „Sektorenkopplung“

(insbesondere bei starker Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätsektor) berücksichtigt werden. Abbildung 23 zeigt schematisch den Kostenverlauf von möglichen „All electric“ und „Hybrid“-Szenarien auf.

• **Zeitlichere Differenzierung**

Dabei ist es wichtig, wesentliche Einflussgrößen auf die Infrastrukturkosten nicht zu vernachlässigen und zeitliche Aspekte im Detail zu berücksichtigen. Beispielsweise ist der Wirkungsgrad von Wärmepumpen (je nach Typ) stark von der Außentemperatur abhängig, so dass die sich damit ändernde notwendige Kapazität und insbesondere der Verlauf über die Zeit entscheidend für Infrastrukturkosten sein können.

5. ZUSAMMENFASSUNG DER WESENTLICHEN ERGEBNISSE

Die ersten beiden Stufen des Energieimpulses können im Hinblick auf die CO₂-Reduktion wie folgt zusammengefasst werden. In der ersten Stufe, dem Fuel Switch, können durch den Austausch von anderen fossilen Energieträgern etwa 188 Mio. t CO₂ eingespart werden, wobei insbesondere ein großes Potential in Höhe von 124 Mio. t CO₂ im Stromsektor erkennbar ist. Darüber hinaus können zukünftig durch den Content-Switch in allen betrachteten Sektoren bis zu 84 Mio. t CO₂ durch erneuerbare Gase reduziert werden.

	Stromsektor	Wärmesektor	Verkehrssektor
Fuel-Switch	Kohle → Gas 124 Mio. t CO ₂ pro anno	Öl → Gas 25 Mio. t CO ₂ pro anno (13,8 Mt/a Gebäude 8,8 Mt/a GHD 2,5 Mt/a Industrie)	Kraftstoffe → Methan* 39 Mio. t CO ₂ pro anno (23 Mt/a Diesel PKW & LKW) 16 Mt/a Benzin PKW)
Content-Switch** Σ: 43-84 Mio. t	„Greening“ des Grundlaststroms 12 Mio. t CO ₂	Einsparung von THG- Emissionen: 0-21 Mio. t CO ₂ (Gebäude) 23-36 Mio. t CO ₂ (HT Industrie)	Bio-LNG stellt 62% - 100% des Schwerlast-LKW- Verkehrs bis 2030 emissionsfrei 9-14 Mio. t CO ₂

* Methanzusammensetzung entspricht dem getankten Mix in 2014, bestehend aus 80% Erdgas und 20% Biomethan
 ** Insgesamt 414 TWh: davon 59 TWh zur Rückverstromung, 180 TWh in der HT-Industrie, 70 TWh für schwere LKW und 105 TWh für Wärmespitzen

Abbildung 24: Ersten beiden Stufen des Energieimpulses mit Ergänzungen basierend auf den Ergebnissen dieser Studie

Für den Content-Switch können (auf der Grundlage unserer Analysen) im Jahr 2050 insgesamt 414 TWh an inländisch erzeugten, erneuerbaren Gasen zur Verfügung stehen. Davon entsprechen 214 TWh der unteren Potenzialgrenze, d.h. dieser Teil kann mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen und weitere 200 TWh als Potenzialobergrenzen (Abbildung 25).

Auf Basis der Priorisierung wurden von diesen erneuerbaren Gasen ca. 70 TWh im Bereich schwere Lastkraftwagen (s-LKW), ca. 180 TWh im Bereich Hochtemperaturindustrie (HT), ca. 59 TWh im Bereich Rückverstromung und ca. 105 TWh im Bereich Wärme eingesetzt.

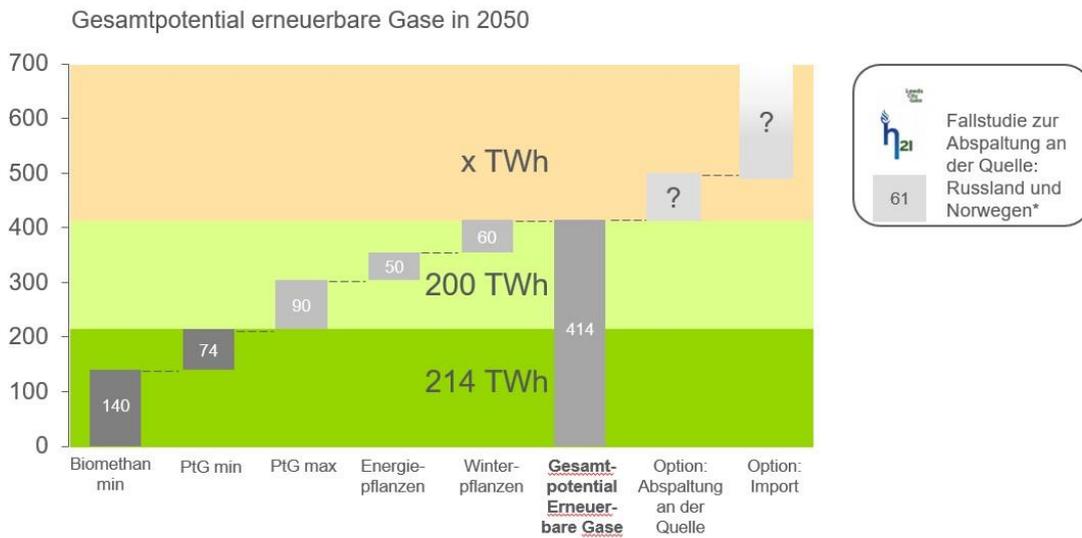


Abbildung 25: Gesamtpotenzial erneuerbares Gas in 2050

Der Vergleich des BMWi Basisszenarios mit dem Fuel- und Content-Switch Szenarios zeigt, dass allein durch den Fuel-Switch bis 2030 129 Mio. t CO₂ eingespart werden können. Allerdings zeigt sich im Rahmen der Modellrechnung, dass bis 2050 erst durch den Einsatz erneuerbarer Gase im Rahmen des Content-Switches signifikante CO₂-Reduktionen im Vergleich zum Basis-Szenario bzw. Fuel-Switch Szenario erreicht werden können. Die Reduktion liegt hier bei 79 Mio. t CO₂ im Vergleich zum Fuel-Switch Szenario. Beim Vergleich mit dem BMWi Basisszenario ergibt sich, dass durch den Fuel-Switch bis 2030 129 Mio. t CO₂ zusätzlich eingespart werden können. Diese Einsparungen reduzieren sich im Vergleich zum Basisszenario bis zum Jahr 2050, da auch im Basisszenario die entsprechenden fossilen Energieträger ersetzt werden. Man kann also beim Fuel-Switch von einem Vorzieheffekt sprechen.

Durch den Content-Switch, also den Einsatz erneuerbarer Gase, kann eine weitere Reduktion in Höhe von 79 Mio.t in 2050 im Vergleich zum Fuel-Switch erreicht werden, hier handelt es sich um zusätzliche Einsparungen auch im Vergleich zum Basisszenario.

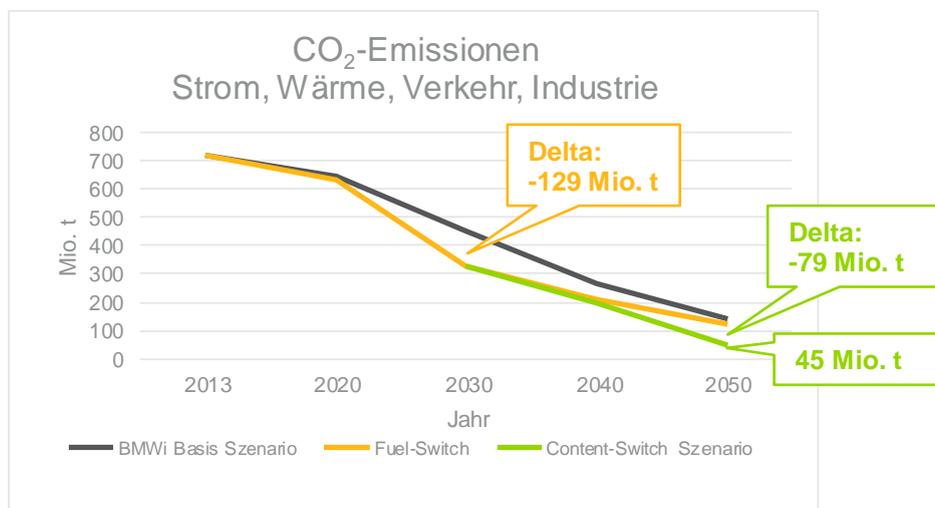


Abbildung 26: Entwicklung CO₂-Emissionen von Fuel-Switch und Content-Switch im Vergleich zum BMWi Basisszenario.

6. REFERENZEN UND WEITERE LITERATUR

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. 2018: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. 1990 bis 2017.

BDEW (2018): Energiemarkt Deutschland.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH

Bundesnetzagentur (BNetzA) 2017, „Monitoring Bericht 2017“.

Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) 2018, „Klimapfade für Deutschland“, BCG, prognos

Deutsche Energieagentur (DENA) 2015: 3. Zwischenbericht der Initiative Erdgasmobilität. Nachhaltige Mobilität mit Erdgas und Biomethan: Marktentwicklung 2014/2015

Deutsche Energieagentur (Dena) 2017: „Ressourcenschutzpolitik 2050 für eine marktwirtschaftliche

Deutsche Energieagentur (Dena) 2017: E-Fuels study. The potential of electricity based fuels for low-emission transport in the EU

Dickel, Ralf: „The Role of Natural Gas, Renewables and Energy Efficiency in Decarbonisation in Germany – Appendix 3“, Oxford Institute of Energy Studies

DIN V 18599: Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung

Ecofys 2018: Gas for Climate. How Gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way.

Ecofys 2018: Metaanalyse aktueller Studien zum Thema „Sektorenkopplung“. Welchen Beitrag kann Power-to-Gas für die Erreichung der Klimaziele leisten?

Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor“, Frontier, IAEW, 4management, EMCEL

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) 2017, „Infrastrukturelle Sektorenkopplung (iSK): Entwicklung einer integrierten Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen“, InfraRes

Forschungsradar Energiewende 2018, „Die Rolle erneuerbarer Gase in der Energiewende. Zusammenfassung“

Fraunhofer (2015b). Was kostet die Energiewende – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050.

Gelsenwasser, Open Grid Europe, RheinEnergie (OGE) 2017, „Energiamarkt 2030 und 2050 – Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung“, ewi research

Initiative Erdgasspeicher (INES), Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) 2017, „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“, enervis

Institut Wohnen und Umwelt: Gradtagszahlen Deutschland.

International Energy Agency (IEA) 2015, „Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells“

Leopoldina, acatech, Union Der Deutschen Akademien der Wissenschaften (Leopoldina) 2017, „Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, Fraunhofer ISE

SNAM, Gasunie, enagas, TIGF, Fluxys, GRTgas, CIB, Open Grid Europe, EBA (Gas for Climate) 2018, „Gas for Climate. How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way“, Ecofys

Sternier und Stadler 2014: „Energiespeicher in Deutschland. Bedarf – Technologie – Rahmenbedingungen.“ (Präsentation)

UBA (2016). Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050.

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) 2017, „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“, Frontier, IAEW, 4management, EMCEL

Zukunft Erdgas e.V. (Zukunft Erdgas) 2017, „Klimaschutz im Wohngebäudebereich: Wie können wir die Klimaschutzziele im Bereich der Wohngebäude in Deutschland bis 2050 erreichen?“, nymo en strategieberatung

7. ANNAHMEN ZU BIOMASSE UND BIOMETHAN UND REFERENZEN

Nachfolgend sind die im Bericht erwähnten Anhänge beigefügt:

Anhang 1 Referenzen zu Biomasse- und Biomethanpotenzial

Tabelle 2: Biomassepotenzial und Annahmen

Feedstock category	Feedstock type	Potential (mln tonnes)	Assumptions	References
Sequential crops	Sequential crops (triticale and maize)	33	-Around 33 mln tonnes assumed production based on 50% of todays harvested area of wheat and maize (~6 mln ha). We expect cropland yield increase of 10% towards 2050. -The above stated potential would be reached gradually. In 2030, around 13 mln tonnes of production is expected based on 20% of todays harvested areas of wheat and maize (~ 6 mln ha) with cropland yield increase of 5%.	-(Eurostat, 2018): "Crop statistics"
Agricultural residues	Straw from cereal (wheat, barley, rye, and oat) and oil crops (rape seed, sunflower), maize stover and sugar beet leaves excluding grass and residues from wine production.	6	-About 6 mln tonnes assumed availability based on variable sustainable removal rates that conserve soil organic carbon (SOC). Competing uses for animal feeding and bedding are taken into account.	(Elbersen et al. 2016): "Outlook of spatial biomass value chains in EU28"
Biodegradable wet waste	Food waste	2.6 ¹	-2.6 mln tonnes biomass availability after excluding current uses of generated waste. All available biomass is assumed to be used for biogas production.	
	Wet manure	3.4 ²	- About 3.4 mln tonnes availability assuming that 50% of the liquid manure from farms with size greater than 100 live stock units is used for biogas production.	

Feedstock category	Feedstock type	Potential (mln tonnes)	Assumptions	References
	Sewage sludge	1 ³	-Around 1 mln tonnes availability, waste that is recycled is excluded.	
Forestry residues	Barks	1 ¹	-Around 1 mln tonnes availability, assumed an increase in round wood removal rate of 30% by 2050. Considered 6% reduction in technical potential due to bark's transport and processing. Only 30% of the total collectable quantity is assumed to be used for biomethane production.	(Eurostat, 2018): "Roundwood removal" (Ecofys, 2013): "Low ILUCpotential of wastes and residues for biofuels"
	Branches and tops	0.6 ^{1,2}	- 0.6 mln tonnes availability, assumed an increase in round wood removal rate of 30% by 2050. Considered sustainable removal rate of 20% for the residues. Only 30% of the total collectable quantity is assumed to be used for biomethane production.	
	Thinnings	0.8 ¹	-0.8 mln tonnes availability, assumed that 2% of the total annual round wood harvest constitutes thinnings. All of it goes for biomethane production.	(Eurostat, 2018): "Roundwood removal"
	Landscape care wood and roadside verge grass	3.7	-3.7 mln tonnes availability under the assumption that 80% of the total collectable quantity goes for biomethane production.	(Elbersen et al. 2016): "Outlook of spatial biomass value chains in EU28"
	Feedstock type	Potential (mln tonnes)	Assumptions	References
	Municipal Solid Waste (MSW)	3.6	-3.6 mln tonnes, this is 10% of the total assumed available quantity, assuming a 30% decrease in MSW compared to today by 2050.	(Eurostat, 2018): "Municipal solid waste by operations"
	Solid Recovered Fuel/Refuse Derived Fuel (SRF/RDF)	0.25	-0.25 mln tonnes, this is 10% of the total assumed available quantity, assuming a 30% decrease in waste compared to today by 2050. Scaled down EU potential for Germany based it's on MSW and C&DW share.	(CEMBEREU & ERFO, 2015): "Markets for solid recovered fuel: Data and

Feedstock category	Feedstock type	Potential (mln tonnes)	Assumptions	References
				assessments on markets for SRF".
	Waste wood	0.81	-1.6 mln tonnes, this is 10% of the total assumed available quantity, assuming a 30% decrease in waste compared to today.	(Eurostat, 2018): "Generation of waste by waste category".

Tabelle 3: Referenzen: Substrat Biomethan Potenzial

Feedstock category	Feedstock type	References
Sequential crops		(Eurostat, 2018): "Crop statistics"
Agricultural residues		(Elbersen et al. 2016): "Outlook of spatial biomass value chains in EU28"
Biodegradable wet waste		(Elbersen et al. 2016): "Outlook of spatial biomass value chains in EU28"
Forestry residues	Barks	(Eurostat, 2018): "Roundwood removal"
	Branches and tops	(Ecofys, 2013): "Low ILUC potential of wastes and residues for biofuels"
	Thinnings	(Eurostat, 2018): "Roundwood removal"
	Landscape care wood and roadside verge grass	(Elbersen et al. 2016): "Outlook of spatial biomass value chains in EU28"
Residual and post-consumer waste	Municipal Solid Waste (MSW)	(Eurostat, 2018): "Municipal solid waste by operations"
	Solid Recovered Fuel/Refuse Derived Fuel (SRF/RDF)	(CEMBEREU & ERFO, 2015): "Markets for solid recovered fuel: Data and assessments on markets for SRF".
	Waste wood	(Eurostat, 2018): "Generation of waste by waste category".