

Zukunftsaussichten der Biogasbranche

Studie für den Fachverband Biogas (FvB)

**Patrick Matschoss, Joachim Pertagnol, Uwe Klann, Yue Zheng, Florian Noll,
Katja Weiler, Bernhard Wern**

IZES gGmbH – Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH

September 2025

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung: Biogas zwischen Dekarbonisierung und Defossilisierung	17
2	Biomasse und Energiesystemmodelle: Annahmen zu Rahmendaten & Abbildung von Biomasse.....	19
2.1	Vorgehen	19
2.2	Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	20
2.2.1	Erdgas und alternatives Methan.....	20
2.2.2	Wasserstoff.....	22
2.2.3	Emissionshandel / CO ₂ -Bepreisung (EU ETS 1, BEHG, EU ETS 2).....	23
2.3	Abbildung von Biogas in Energiesystemmodellen	25
2.4	Zwischenfazit	28
3	Biogaspotential und Energiesystemmodelle	30
3.1	Nutzung von Szenariodaten	30
3.2	Biogenes Potential im Übergang zur Reststoffnutzung.....	31
3.2.1	Vorgehen	31
3.2.2	Biogenes Potential: Szenarien bis 2035.....	32
3.3	Biogenes Potential & Infrastrukturen: GIS-Analysen.....	35
3.3.1	Biogasaufbereitung und Gasnetze	35
3.3.2	VOV-Wärmepotential und Fernwärmenetze.....	43
3.3.3	Zusammenfassung GIS-Analyse: Das infrastrukturelle Potential.....	44
4	Biogaspotential in der Vor-Ort-Verstromung (VOV)	47
4.1	Vorgehen	47
4.2	VOV & Erdgas: Potentielle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung	47
4.3	VOV & Wasserstoff: Potentielle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung.....	49
4.4	Resultierende Erdgas-, THG- und H ₂ -Einsparungen	50
4.4.1	Erdgas- & THG-Einsparungen	50
4.4.2	H ₂ -Einsparungen.....	52
4.5	Zwischenfazit	53
5	Biogaspotential in der Wärmenutzung vor Ort (VOV-Wärmepotential).....	56

5.1	Vorgehen	56
5.2	Summarisches Potential VOV-Wärme: Potentielle Substitution Erdgas- und H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung	56
5.3	Infrastrukturelles Potential: VOV-Wärme und Wärmenetze	57
5.4	Zwischenfazit	59
6	Biogaspotential in der Aufbereitung (Biomethan): energetische Nutzung	61
6.1	Vorgehen	61
6.2	Summarisches Potential: Biomethan und Rückverstromung	61
6.2.1	Biomethan: Potentielle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung	61
6.2.2	Biomethan: Potentielle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung	64
6.3	Infrastrukturelles Potential: Biomethan, Gasnetze und Rückverstromung.....	67
6.3.1	Infrastrukturelles Potential zur Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung	67
6.3.2	Infrastrukturelles Potential zur Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung.....	69
6.4	Weitere Anwendungen und Nutzungspfade: Sustainable Aviation Fuels (SAF) und Wasserstoffnetze	72
6.4.1	SAF: Biomethan, CO ₂ und Methanol.....	72
6.4.2	Biomethan und Wasserstoffnetze	73
6.5	Zwischenfazit	73
7	Biomethan und Chemieindustrie: stoffliche Nutzung und Sektoranalyse	75
7.1	Vorgehen	75
7.2	Summarisches Potential zur Substitution industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe	75
7.3	Infrastrukturelles Potential: Substitution industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe	78
7.4	Zwischenfazit stofflicher Substitutionspotentiale.....	80
7.5	Sektoranalyse: Chemieindustrie & Bedarfe an grünem CO ₂ – Rahmen für nichtenergetische Nutzung von Kohlenstoff	82
7.5.1	Zur Methodik.....	82
7.5.2	Gegenwärtiger nicht energetischer Verbrauch an fossilen Energieträgern in Deutschland	83

7.5.3	Gegenwärtige Erzeugung von kohlenstoffhaltigen Grundstoffen der chemischen Industrie	84
7.5.4	Szenarien zum künftigen C-Bedarf in der chemischen Industrie	88
7.5.5	Zwischenfazit Sektoranalyse.....	93
8	Entwicklungspfade: Investitionen, Stromgestehungskosten und Marktsensitivitäten in der VOV	95
8.1	Vorgehen	95
8.2	Annahmen zu & Vergleich von Anlagentypen.....	95
8.2.1	Anlagentypen: Annahmen und Kennzahlen	95
8.2.2	Sensitivität Marktdaten.....	97
8.3	Zwischenfazit	98
9	Biogas und Regulierung	100
9.1	Regulatorische Grundlagen.....	100
9.1.1	Regulatorische Zielpfade des Biogas-Ausbaus auf EU-Ebene	100
9.1.2	Aktueller Rahmen in Deutschland	101
9.1.3	Nachhaltigkeitsregulierung aus RED III und deren Umsetzung in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)	101
9.1.4	RED III Umsetzung in Deutschland mit Bezug auf EEG 2023 und Biogaspaket 2025	104
9.1.5	Vergleich: RED II vs. RED III vs. deutsche BioSt-NachV.....	106
9.1.6	Nutzung von Biogas im Kontext der sektorspezifischer Anrechnungssysteme	107
9.1.7	Zwischenfazit Biogas spezifischer regulatorischer Rahmen	110
9.2	Strommarkt: Marktintegration, Kapazitätsmarkt & Kraftwerksstrategie	111
9.3	Gasmarkt (Biomethan): Transparenz, Marktfunktionalität & In-frastruktur.....	113
9.4	Negativ-Emissionen und stoffliche Nutzung	114
9.5	Verkehr	116
10	Schlussfolgerungen: Zukunftsaussichten der Biogasbranche und Beiträge zur Energiewende	118
10.1	Wirtschaftliche und regulatorische Einflussfaktoren auf Biogas	118
10.2	Biogaspotential und energetische Nutzung	119

10.3	Biogaspotential und stoffliche Nutzung.....	123
10.4	Freies Biomethanpotential in verschiedenen Darstellungen	125
10.5	Entwicklungspfade Biogas: Investitionen in Post-EEG-Konzepte und Beitrag zur Energiewende am Beispiel der VOV	126
10.6	Biogas und Regulierung	127
10.7	Zukunftsaussichten der Biogasbranche: ein Gesamtfazit	128
11	Literaturverzeichnis	132

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Freies Biomethanpotential im Jahr 2035 in TWh, Mio. m ³ und Mt.	10
Tabelle 2: Potentielle Erdgas-, H ₂ - und THG-Einsparungen durch Biogas VOV	13
Tabelle 3: Betrachtete politikleitende Studien / Szenarien	19
Tabelle 4: Biogenes Potential in verschiedenen Verwendungen.....	35
Tabelle 5: Clusterzahl und Leistung in Abhängigkeit der Entfernung zum Gasnetz.	38
Tabelle 6: Cluster in Abhängigkeit der Mindestleistung bei < 1,8 km zum Gasnetz.....	40
Tabelle 7: Cluster in Abhängigkeit der Biogasanlagenleistung bei < 1,8 km zum Gasnetz und Clusterleistung von 2,5 MW.....	41
Tabelle 8: Cluster in Abhängigkeit der Biogasanlagenzahl bei < 1,8 km zum Gasnetz, Clusterleistung von 2,5 MW und 370 kW Mindestleistung.	41
Tabelle 9: Cluster in Abhängigkeit der Rohgasleitungslänge.	42
Tabelle 10: Clusterzahlen unter Einschränkung mehrerer Parameter.....	42
Tabelle 11: Biogasanlagen in der Nähe von bestehenden Wärmenetzen.	44
Tabelle 12: Anzahl an Biogasanlagen für Wärmenetze und keine Clusterung für CH ₄ - Aufbereitung.	44
Tabelle 13: Gesamtpotential Summe Cluster + Wärmenutzung (Anlagenzahl und - leistung).....	45
Tabelle 14: Infrastrukturelle Potentiale Gas- & Wärmenetze.....	45
Tabelle 15: Verfügbare CO ₂ -Mengen aus der Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe in Mt.....	72
Tabelle 16: Verfügbare Methanol-Mengen auf Basis verfügbarer CO ₂ -Mengen in Mt	72
Tabelle 17: Gesamter nicht energetischer Verbrauch fossiler Energieträger in Deutschland (in Mt C).....	84
Tabelle 18: Masse an Kohlenstoff in ausgewählten chemischen Produkten (Produktion in Deutschland, in kt C)	86
Tabelle 19: Der Bedarf an THG-freiem CO ₂ für die Herstellung von Olefinen und Aromaten (v.a. BTX) in den Szenarien nach VCI, VDI.....	90
Tabelle 20: Annahmen, Kennzahlen und Quellen von Anlagentypen.....	96
Tabelle 21: Kernergebnisse von Anlagentypen	97
Tabelle 22: Sensitivität Marktdaten Neuanlage 4 MW (1 MW _{Beml}).....	98
Tabelle 23: Sensitivität Marktdaten Bestandsanlage 750 kW 3fach überbaut (250 kW _{Beml})	98
Tabelle 24: RED II vs. RED III vs. deutsche BioSt-NachV in Bezug auf Anpassungsbedarfe	106
Tabelle 25: Schnittstellen und Herausforderungen E-ETS 2, THG-Quote und RED III.....	108
Tabelle 26: Wechselwirkungen der ReFuelEU Aviation und RED III.....	110
Tabelle 27: Alternative Substitutionspotentiale von Biogas in energetischen Anwendungen	120
Tabelle 28: Verfügbare CO ₂ - und Methanol-Mengen aus Biogasaufbereitung ohne H ₂ - Zugabe.....	122
Tabelle 29: Potentielle Erdgas-, H ₂ - und THG-Einsparungen durch Biogas VOV	123
Tabelle 30: Alternative Substitutionspotentiale von Biogas in stofflichen Verwendungen....	124
Tabelle 31: Freies Biomethanpotential in 2035 in TWh, mio. m ³ und Mt.	125

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV (Quelle: Abbildung 28).....	11
Abbildung 2: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan (Quelle: Abbildung 50)	12
Abbildung 3: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme (Quelle: Abbildung 33).....	12
Abbildung 4: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan; *Erdgasbedarf zur Naphtha-Substitution, 70 % Umwandlungseffizienz (Quelle: Abbildung 59)	14
Abbildung 5: Erdgaspreise 2021-2025, EEX Gas Spot THE Day Ahead	21
Abbildung 6: Szenarien Erdgaspreise & empirische Werte	21
Abbildung 7: Szenarien alternatives Methan (Preise / Kosten)	22
Abbildung 8: Szenarien Wasserstoff (Preise / Kosten).....	23
Abbildung 9: Emissionshandelspreise 2020-2025; ECarbix (EEX).....	24
Abbildung 10 Szenarien Preise EU ETS 1.....	24
Abbildung 11: Szenarien Preise BEHG & EU ETS 2	24
Abbildung 12: Szenarien installierte Leistung Biomasse.....	26
Abbildung 13: Szenarien installierte Leistung Biogas	26
Abbildung 14: Szenarien Stromerzeugung Biomasse	27
Abbildung 15 Szenarien Stromerzeugung Biogas.....	27
Abbildung 16: Biogaspotential Bestand und Reststoffe.....	33
Abbildung 17: Bild A: Zentrale Aufbereitungsanlage, maximale Entfernung der Biogasanlagen 10 km; B: keine Begrenzung der Entfernung Biogasanlage / Aufbereitungsanlage	36
Abbildung 18: Mögliche Anlagencluster in Deutschland. (rot: mit bestehenden Biomethananlagen; blau: ohne Bestandsbiomethananlagen)	39
Abbildung 19: Cluster mit BGA >150 kW	40
Abbildung 20: Mögliche Anlagencluster in Deutschland, die aus 5 Biogasanlagen bestehen und das Rohgasnetz 5 km lang ist (blau: mit bestehenden Biomethananlagen; rot: ohne Bestandsbiomethananlagen).....	43
Abbildung 21: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV.....	48
Abbildung 22: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV	48
Abbildung 23: Hohe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV.....	49
Abbildung 24: Geringe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV	50
Abbildung 25: Erdgaseinsparung durch Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung	51
Abbildung 26: THG-Reduktion durch Substitution erdgas- oder LNG-basierter Stromerzeugung.....	51
Abbildung 27: H ₂ -Einsparung durch Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung.....	53
Abbildung 28: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV.....	54
Abbildung 29: Hohe Substitution erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV	57
Abbildung 30: Geringe Substitution erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV	57

Abbildung 31: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV	58
Abbildung 32: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV	58
Abbildung 33 Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme.....	60
Abbildung 34: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	62
Abbildung 35: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	62
Abbildung 36: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	63
Abbildung 37: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe.....	63
Abbildung 38: Hohe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	65
Abbildung 39: Hohe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	65
Abbildung 40: Geringe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	66
Abbildung 41: Geringe Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe.....	66
Abbildung 42: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe	68
Abbildung 43: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	68
Abbildung 44: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe	69
Abbildung 45: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	69
Abbildung 46: Hohe infrastrukturelle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	70
Abbildung 47: Hohe infrastrukturelle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe.....	70
Abbildung 48: Geringe infrastrukturelle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	71
Abbildung 49: Geringe infrastrukturelle Substitution H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	71
Abbildung 50: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan.....	74
Abbildung 51: Hohe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe.....	76
Abbildung 52: Hohe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	76
Abbildung 53: Geringe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe	77
Abbildung 54: Geringe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	77

Abbildung 55: Hohe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe	78
Abbildung 56: Hohe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe.....	79
Abbildung 57: Geringe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe	79
Abbildung 58: Geringe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H ₂ -Zugabe	80
Abbildung 59: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan.....	81
Abbildung 60: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV (Quelle: Abbildung 28).....	121
Abbildung 61: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan (Quelle: Abbildung 50)	121
Abbildung 62: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H ₂ -basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme (Quelle: Abbildung 33).....	122
Abbildung 63: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan (Quelle: Abbildung 59).....	124

Kernergebnisse

In Energiesystemstudien werden eher optimistische Annahmen zu international gehandelten Energieträgern getroffen. Resilienzrisiken werden hingegen kaum berücksichtigt und das politisch gewollte Auslaufen des Biogasbestands ist parametrisch gesetzt. Bei Erdgas wird auch langfristig von dem Verbleiben auf dem Preisniveau von vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und bei grünem Wasserstoff (H₂) von stetig sinkenden Kosten ausgegangen. Geopolitische Unsicherheiten, die LNG-Kostenuntergrenze und steigende Preisvolatilität werden dabei wenig berücksichtigt. Diese Annahmen prägen die Optimierungsergebnisse politikleitender Energiesystemstudien maßgeblich und können die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Technologien verzerren. Gleichzeitig wird Biogas in vielen Modellen nur parametrisch als Restgröße abgebildet. Damit wird die aktuelle Regulatorik (Auslaufen des Bestands) de facto als Ergebnis gesetzt, statt den systemoptimalen Beitrag zu bestimmen. Wird die Parametrisierung (Input) fälschlich als Ergebnis der Optimierung (Output) verstanden, bedeutet dies einen Zirkelschluss und ein Unterschätzen systemisch sinnvoller Beiträge von Biogas.

Eine Abschätzung des Biogaspotentials und die exemplarische Verwendung in relevanten Bereichen der Energiewende zeigen hingegen das hohe Substitutionspotential. Auch unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Gas- und Wärmenetzen bleibt das (infrastrukturelle) Potential erheblich. Dafür wurde eine Spanne des Biogaspotentials bis 2035 abgeleitet, in entsprechende Nutzungsformen (Strom, Wärme, Biomethan, stoffliche Verwendungen) umgerechnet und mit einer Spanne öffentlich verfügbarer Modellergebnisse politikleitender Energiesystemstudien zu verschiedenen Erdgas- und H₂-Nutzungen verglichen (Partialanalyse, summarischer Vergleich jährlicher Energiemengen). Im Ergebnis könnte Biogas sowohl mittels Vor-Ort-Verstromung (VOV) als auch mittels Biogasaufbereitung (Gasnetzeinspeisung von Bioerdgas) Erdgas und H₂ in vielen Anwendungen zu hohen Anteilen oder sogar komplett mit verbleibenden Restpotenzialen ersetzen (Alternativbetrachtung).

Tabelle 1: Freies Biomethanpotential im Jahr 2035 in TWh, Mio. m³ und Mt.

freies Biomethanpotential in 2035	TWh _{th}	Mio. m ³	Mt
Höchstes Potential (summarisches Potential, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	177	17.726	12,8
Höchstes Potential mit Infrastrukture restriktion (59 % des Anlagenbestands, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	105	10.528	7,6
Niedrigstes Potential mit Infrastrukture restriktion (59 % des Anlagenbestands, 33% Bestandsabnahme, ohne H ₂ -Zugabe)	50	5.017	3,6

Quelle: Tabelle 31

Für die Biogasaufbereitung enthält die Betrachtung zudem Fälle ohne und mit H₂-Zugabe. Im ersten Fall entsteht überschüssiges CO₂ und der zweite Fall wirkt potentialerhöhend (mit entsprechenden H₂-Bedarfen). Ohne H₂-Zugabe fallen im Jahr 2035 3,2–13,2 Mt CO₂ als verwertbare Ströme an. Diese können direkt vermarktet oder – zusammen mit grünem H₂ – zu 8,3–18,6 Mt grünem Methanol umgesetzt werden, das entweder als Drop-in-Komponente oder als Vorprodukt für Sustainable Aviation Fuels genutzt werden kann. Tabelle 1 zeigt die Mengen an „freiem“ Biomethan bzw. (Bio-)Erdgas (d. h. unter Abzug der in Energiesystemstudien bereits verwendeten Mengen) ausgewählter Fälle für das Jahr 2035.

Anhand einer bundesweiten GIS-Analyse wurde zudem das infrastrukturelle Potential ermittelt, d. h., es wurden die Teile des Anlagenbestands identifiziert, bei denen gute Voraussetzungen

zum Anschluss an Erdgas- oder Wärmenetze vorliegen. Für Erdgasnetze beträgt der Anteil 59 % des gesamten Anlagenbestands und für Wärmenetze 22 %, wobei allerdings das gewählte Vorgehen die Anschlussmöglichkeiten an Wärmenetze unterschätzt. Erstens handelt es sich um eine Momentaufnahme der aktuellen infrastrukturellen Gegebenheiten. Des Weiteren wurde aufgrund der strategischen Bedeutung von Bioerdgas und des gleichzeitig politisch-regulatorisch gewollten (Teil)Rückbaus der Netze der Gasnetzanalyse der Vorrang eingeräumt. Dagegen konnten in der vorliegenden Studie die Auswirkungen der kommunalen Wärmeplanung nach KWG nicht berücksichtigt werden, da es hierzu noch keine Auswertungen bzgl. Biogaswärme gibt. Zu erwarten ist jedoch, dass dadurch verstärkt Wärmenetze angereizt werden und die Zahl der Biogasanlagen wächst, die eine gute Voraussetzung für die Wärmeversorgung haben. Somit dürften bei Wärmenetzen aufgrund der kommunalen Wärmeplanung die zukünftigen Anschlussraten höher sein.

Die ermittelten Bandbreiten möglicher Substitutionspotentiale sind in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Die Summe aus Erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung kann entweder mittels VOV (Abbildung 1) oder Rückverstromung von Biomethan (Abbildung 2) substituiert werden. Für Biomethan ist zusätzlich das infrastrukturelle Potential (Variante mit H₂-Zugabe) berücksichtigt (untere dünne grüne Linie). Alle Durchschnitte von Erzeugungs- und Potentialspannen sind jeweils grau gepunktet dargestellt. Die Angaben zu Biomethan erfolgen hier in TWh_{el} (Rückverstromung).

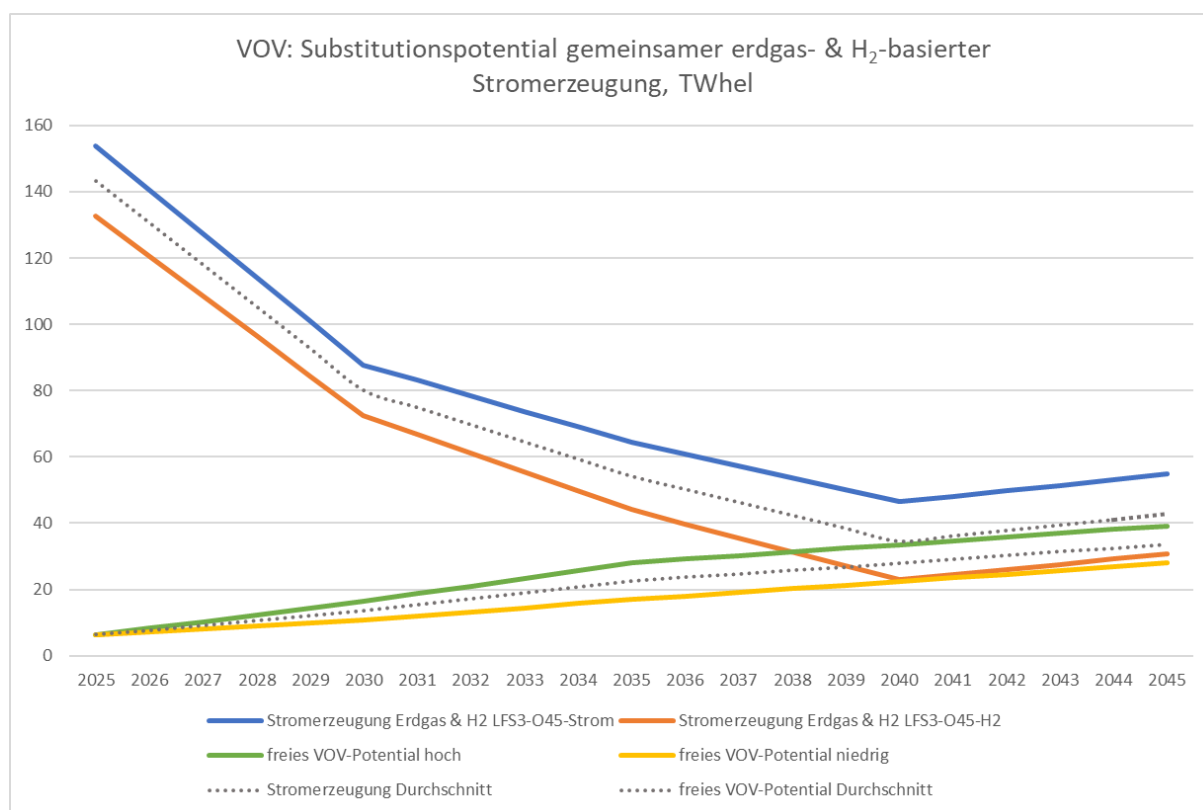


Abbildung 1: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV (Quelle: Abbildung 28)

Bei der VOV können im Durchschnitt der Szenarien bis zum Jahr 2035 42 % der erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung durch VOV ersetzt werden. Dieser Anteil steigt bis 2040 auf rund 80 %. Bei der Rückverstromung ist hingegen im Fall der mengenbasierten Betrachtung der vollständige Ersatz bereits ab 2035 möglich und es verbleibt ein freies Potential. Im Fall

des infrastrukturellen Potentials liegt der Durchschnitt im Jahr 2035 bei 72 % und in den Jahren 2039-2043 wäre die Substitution komplett, bis sie bis 2045 wieder auf 93 % sinkt. Die Schwankung erklärt sich aus der wieder steigenden H₂-basierten Stromerzeugung ab 2040.

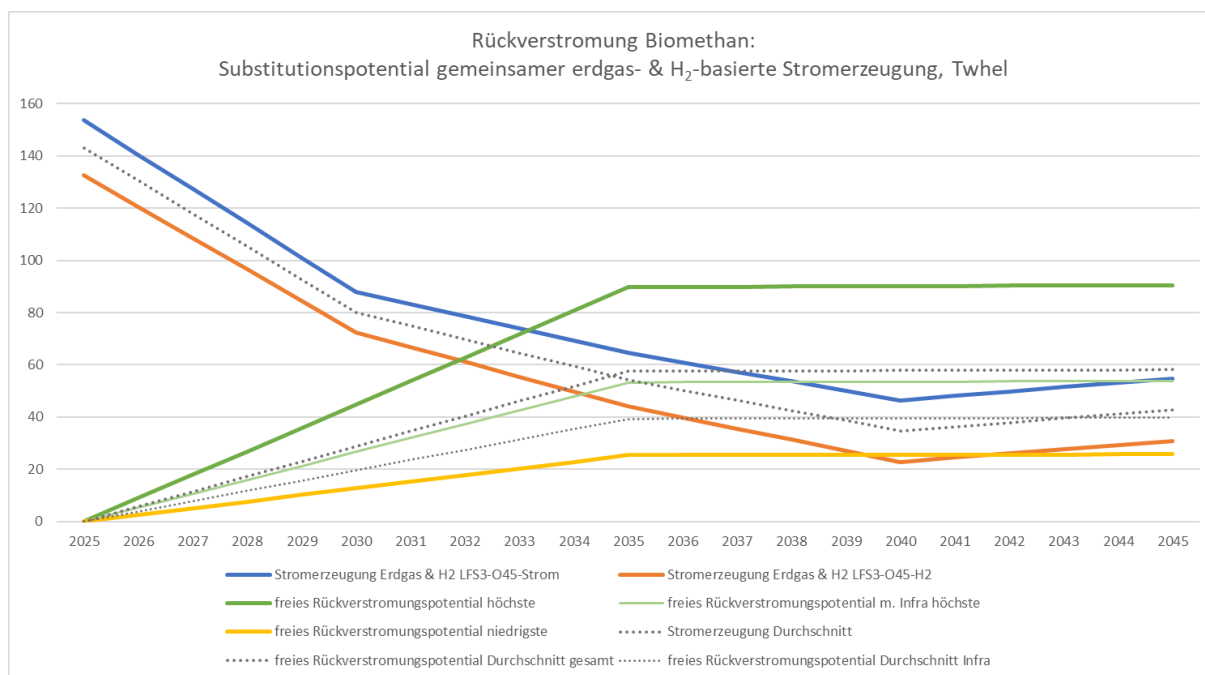


Abbildung 2: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan (Quelle: Abbildung 50)

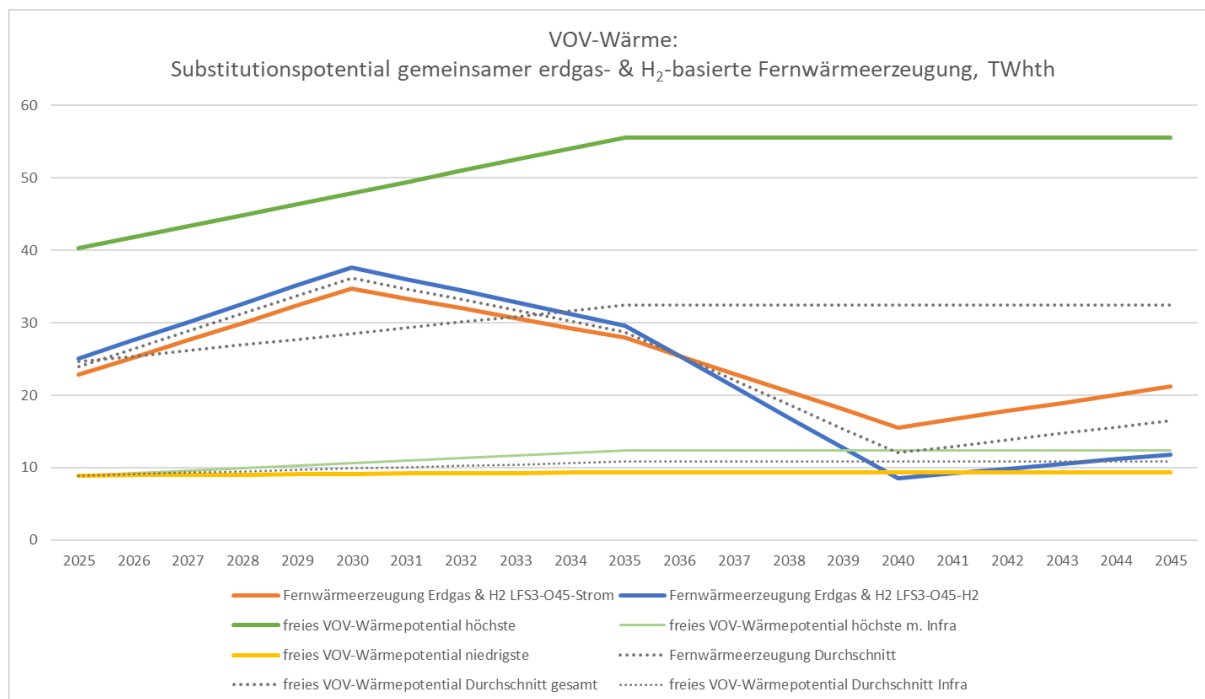


Abbildung 3: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme (Quelle: Abbildung 33)

In der analogen Darstellung der Substitutionspotentiale von erdgas- und H₂-basierter Fernwärme mittels VOV-Wärme Abbildung 3 (Abbildung 3) sind die Summen aus erdgas- und H₂-

basierter Erzeugung beider Fälle sowie beide Szenarien des freien VOV-Wärmepotentials abgebildet. Auch hier ist zusätzlich das infrastrukturelle Potential abgebildet (untere dünne grüne Linie; alle Durchschnitte grau gepunktet). In der mengenbasierten Betrachtung kann die erdgas- und H₂-basierte Fernwärmeerzeugung im Durchschnitt der Szenarien zeitweilig zu hohen Anteilen (2026–2033; Tiefpunkt 2030 mit 79 %) und zeitweilig komplett (2025 und 2034–2045) ersetzt werden. Das infrastrukturelle Potential ermöglicht im Durchschnitt der Szenarien – nach einem Tiefpunkt in 2030 (27 %) – bis 2035 eine Substitution von 38 %. Bis zum Jahr 2040 steigt dieser Anteil auf 90 % und fällt bis 2045 auf 66 %. Die Schwankungen der Anteile erklären sich aus vorübergehender verstärkter Erdgasnutzung um 2030 herum sowie teilweise steigender H₂-Nutzung ab 2040.

Die energetische Substitution führt zu entsprechenden Einsparungen an Erdgas, THG-Emissionen sowie H₂, wie am Beispiel der VOV aufgeführt (s. Tabelle 2). Kumulativ ließen sich 2025–2045 zwischen 410 und 560 TWh Erdgas einsparen, entsprechend 50–66 % des deutschen Erdgasverbrauchs im Jahr 2024. Die H₂-Einsparungen ab Anfang der 2040er Jahre entsprechen ungefähr 60 % des geschätzten Bedarfs der Stahlindustrie im Jahr 2040 oder knapp 40 % des Bedarfs der Chemieindustrie. Für 2045 liegen die Werte für die Stahlindustrie bei 80–90 % und für die Chemieindustrie bei 25–30 %. Die kumulierten THG-Minderungen liegen bei 68–121 Mt CO₂Äq, entsprechend etwa den THG-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes im Jahr 2024. Hinzu kommen nicht energetische THG-Minderungen aus der Landwirtschaft (Biogasprozess).

Tabelle 2: Potentielle Erdgas-, H₂- und THG-Einsparungen durch Biogas VOV

	2035	2040	2045
Erdgas-Einsparung; TWh _{th}	35-58	4	
H ₂ -Einsparung; TWh _{th}		42-43	58-64
THG-Einsparung Erdgas (dt. Mix); Mt CO ₂	6-10	1	
Oder: THG-Einsparung LNG USA; Mt CO ₂	8-13	1	

Quelle: Tabelle 29

Alternativ ließen sich mit Biomethan stoffliche Erdgas- und Naphthabedarfe ersetzen. Eine zusätzliche Sektoranalyse zeigt mittel- bis langfristig einen zweistelligen Megatonnenbedarf an Kohlenstoff für die Defossilisierung von Basischemikalien auf, zusätzlich zu räumlich verteilten kleineren Bedarfen. Der analoge Vergleich der o. a. Bioerdgasmen gen mit Modellergebnissen zeigt, dass sich alternativ der industrielle Erdgaseinsatz in stoffli chen Anwendungen bereits in den 2020er Jahren komplett ersetzen ließe. Beim komplexer zu substituierenden Naphthabedarf wäre in den meisten Fällen eine Komplettsubstitution in den 2040er Jahren möglich, wobei Unsicherheiten zu Wirkungsgraden und Technologierouten be stehen. Laut Sektoranalyse entsteht mittel- bis langfristig ein zweistelliger Megatonnenbedarf an Kohlenstoff für die Defossilisierung von Basischemikalien, darunter 7,5–10 Mt/a aus Bio gasanlagen. Neben Großvolumina aus großen Punktquellen sind räumlich verteilte kleinere Bedarfe – etwa in der Spezialchemie – potenziell attraktiv, insbesondere wenn Substrate regi onal anfallen und Transporte vermieden werden sollen.

In Abbildung 4 sind die Bandbreite der Summen industrieller stofflicher Erdgas- und Naphtha bedarfe und deren Durchschnitt abgebildet, wobei die Bedarfe an Naphtha in „Erdgasäquiva lenten“ (bewertet mit Umwandlungseffizienz) angegeben sind. Wieder sind beide Szenarien des freien summarischen Biomethanpotentials sowie zusätzlich die hohe Variante (mit H₂-Zu gabe) des infrastrukturellen Potentials angegeben (untere dünne grüne Linie; alle Durch schnitte grau gepunktet). Die Biomethanmengen sind (abweichend von Abbildung 2) in TWh_{th}

angegeben. In der mengenbasierten Betrachtung können die Bedarfe im Durchschnitt der Szenarien im Jahr 2035 zu 69 % ersetzt werden. Ab dem Jahr 2041 wäre die Substitution komplett und es verbliebe ein freies Potential. Beim infrastrukturellen Potential könnten bis 2035 im Durchschnitt der Szenarien 47 % ersetzt werden. Im Jahr 2040 läge die Substitution bei 63 % und ab 2043 wäre sie komplett.

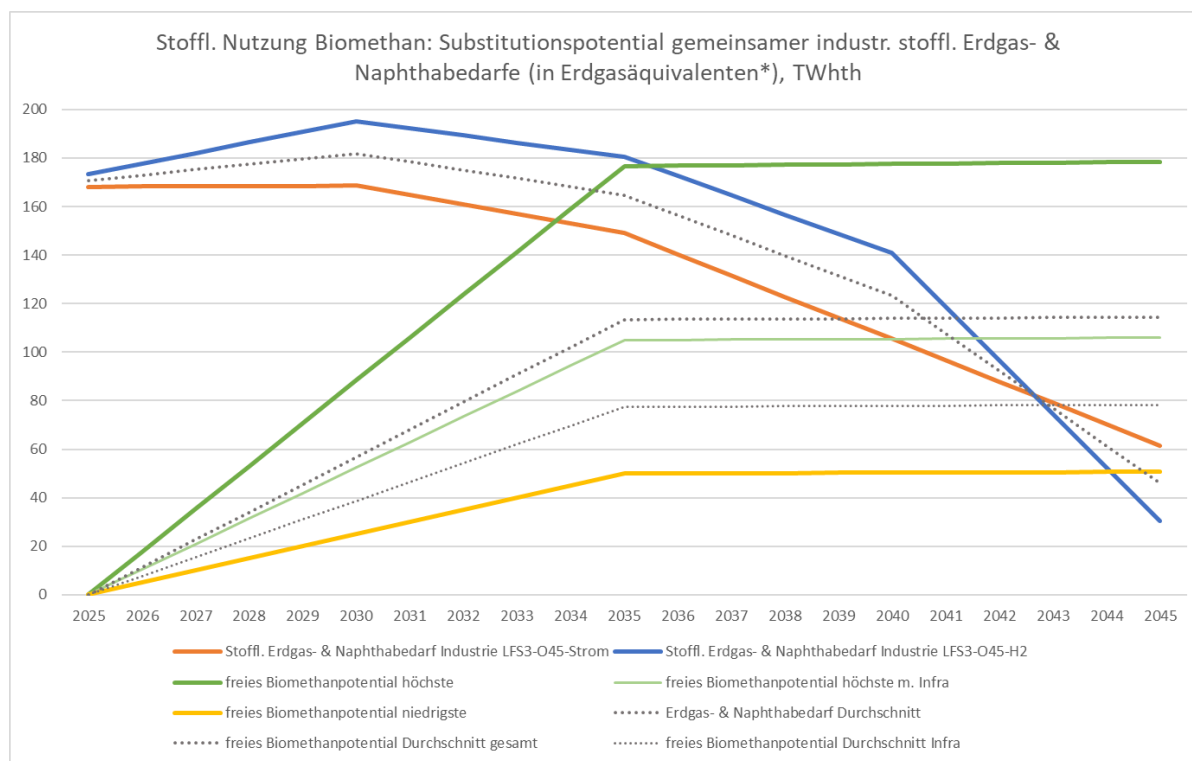


Abbildung 4: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan; *Erdgasbedarf zur Naphtha-Substitution, 70 % Umwandlungseffizienz (Quelle: Abbildung 59)

Die Stromgestehungskosten neuer VOV-Konzepte für die Post-EEG-Phase treffen – trotz konservativer Annahmen – den unteren Rand häufig zitierter Bandbreiten. Betrachtet wurde ein Spektrum von der kleineren Bestandsanlage (750 kW_{inst}, 250 kW_{bml}) bis zur großen Neuanlage (4 MW_{inst}, 1 MW_{bml}). Ohne Wärmegutschrift liegen die Stromgestehungskosten bei 261–291 €/MWh (26,1–29,1 ct/kWh), mit Wärmegutschrift bei 225–248 €/MWh (22,5–24,8 ct/kWh). Diese Werte treffen den unteren Rand häufig zitierter Bandbreiten, obwohl hier konservative Annahmen, wie z. B. Volllaststunden (VLH) gemäß aktuellem EEG, getroffen wurden (etwa 2.920 h/a, absinkend auf 2.420 bzw. 2.190 h/a), während andere Studien mit 4.300–6.300 h/a arbeiten. Eine Sensitivitätsanalyse mit ±20 Prozent Variation zentraler Marktparameter zeigt, dass insbesondere VLH und Substratpreise die Stromgestehungskosten prägen. Wärmeerlöse senken die Kosten spürbar, allerdings weniger stark. Die Unterschiede deuten darauf hin, dass künftige Anlagenkonzepte und aktualisierte Kostendaten maßgeblich sind, um die Rolle von Biogas in der Post-EEG-Phase realistisch einzuschätzen.

Regulatorisch erfährt Biogas auf EU- und Bundesebene zumindest eine gewisse Aufwertung als gesicherte, THG-arme Leistung mit hoher Resilienz. Gleichzeitig wird dennoch ein hoher Bedarf an Gaskraftwerksleistung postuliert und es droht eine Fragmentierung der Anrechnungs- und Fördermechanismen. Die EU und nationale Gesetzgeber betonen die Bedeutung der Biogas- und Biomethankapazitäten für schwer zu dekarbonisierende Sektoren und für die Stromversorgung als gesicherte, THG-arme Leistung. Gleichzeitig

spielen sie sowohl in der Kraftwerksstrategie als auch im Kapazitätsmechanismus kaum eine Rolle. Stattdessen wird ein Bedarf von bis zu 20 GW Gaskraftwerksleistung bis 2030 noch vor Einführung eines Kapazitätsmechanismus postuliert. Auch bestehen hier neben Fragen zu geopolitischen Risiken und zur Resilienz auch solche zu Rentabilität und Förderbedarf, wenn Gaskraftwerke (insb. der „zweiten Säule“) ohne H₂-Umrüstung aufgrund des Endes fossiler Stromerzeugung bis 2045 verkürzten Laufzeiten gegenüberstehen. Insgesamt droht aber eine Fragmentierung der Anrechnungs- und Fördermechanismen zwischen EU ETS 2, ReFuelEU und THG-Quote. Ohne kohärente Schnittstellen entstehen Doppelbelastungen und mangelnde Investitionssicherheit. Weiter sollen verschärfte Nachhaltigkeitsanforderungen und der Fokus auf Rest- und Abfallstoffe die ökologische Steuerungswirkung erhöhen. Allerdings sollte darauf geachtet werden, dass in der Umsetzung der Regulatorik die Handhabbarkeit für die Beteiligten gewährleistet ist.

Insgesamt kann Biogas bei Ausschöpfung des Potenzials systemisch wichtige Beiträge in Strom, Wärme, Verkehr oder Industrie leisten, die Resilienz erhöhen und Importabhängigkeiten senken. Die größten Hebel sind die Substitution von Erdgas und zunehmend von Wasserstoff in der Strom- und Wärmeerzeugung, die stoffliche Nutzung als Kohlenstoffträger sowie die Bereitstellung verwertbarer CO₂-Ströme einschließlich eMethanol/SAF. Politikleitende Energiesystemstudien sollten Biogas endogen optimieren, statt den (früher) politisch beschlossenen Ausstieg vorwegzunehmen, und sie sollten Resilienzrisiken expliziter abbilden. Schließlich erbringt Biogas über den Energiesektor hinaus Leistungen in Landnutzung und Kommunen – von nicht energetischer THG-Vermeidung über die Verwertung von Reststoffen bis hin zur Substitution importierter Mineraldünger –, die bei entsprechender Ausgestaltung der Anreize zusätzliche ökologische Dividenden heben und Biogas als verbindendes Element zwischen Energie- und Bioökonomie stärken.

VOV oder Biogasaufbereitung / Biomethan? Ließen sich die unterschiedlichen Verwendungen realisieren, wäre die Nutzungskonkurrenz um den knappen Faktor Biogas / Biomethan das Hauptproblem. Mit Blick auf die Multifunktionalität erscheint aber gerade die Biogasaufbereitung (Methanisierung) und Einspeisung in das Gasnetz zumindest gesamtsystemisch für die Anlagen als No-regret-Option, bei der die infrastrukturellen Voraussetzungen vorliegen. So könnte Biomethan zunächst in der Rückverstromung im Rahmen der viel diskutierten neuen Gaskraftwerkskapazitäten genutzt werden. Dies würde nicht nur das Risiko neuer fossiler Lock-in (Erdgas, LNG) mit allen damit einhergehenden umwelt- und geopolitischen Risiken abmildern. Es würde auch dem – ebenfalls viel diskutierten – H₂-Hochlauf Zeit verschaffen, falls die H₂-Verfügbarkeiten ab Mitte der 2030er Jahre zu entsprechenden Mengen und Preisen, wie sie den Kraftwerksplanungen offenbar zu Grunde liegen, nicht eintreten sollten. Während der H₂-Hochlauf an Fahrt gewinnt, konkretisiert sich ggfs. auch die potentiell hohe Nachfrage der chemischen Industrie, sodass diese als großer Abnehmer hinzukäme. So erscheint es sinnvoll, zunächst auf energetische, später auf stoffliche Verwendungen zu setzen. Allerdings ist dies an eine Reihe von Voraussetzungen geknüpft. Zunächst ist der Erhalt von Infrastrukturen, insb. von Gasnetzen mit entsprechenden Regulierungen, die den Anschluss von Aufbereitungsanlagen technisch-wirtschaftlich ermöglichen, entscheidend. Weiterhin wäre eine andere Biomethanstrategie notwendig, wenn – trotz der vorhandenen Alternative VOV – an der Idee von neuen Erdgas(groß)kraftwerken festgehalten werden soll. Abgesehen von freiwilligen Ökogasprodukten und Anreizen zur Rückverstromung unter dem EEG besteht der Anreiz für Großkraftwerke lediglich in der Anrechnung biogener Anteile des Brennstoffs im Emissionshandel (keine Zertifikatepflicht). Da die weitergehenden Vorteile (Resilienz etc.) der

Nutzung in großen zentralen Kraftwerken preislich kaum abgebildet sind, ist es zumindest unklar, ob diese Anreize ausreichen. Somit hängt die Frage, ob und wann die Geschäftsfelder tatsächlich tragen, von einer Reihe von Faktoren ab. Der wichtigste Faktor scheint jedoch die politische Prioritätensetzung zu sein.

1 Einleitung: Biogas zwischen Dekarbonisierung und Defossilisierung

Um Treibhausneutralität zu erreichen, ist neben einer Dekarbonisierung (Elektrifizierung) auch eine Defossilisierung (Nutzung von klimaneutralem C bzw. CO₂) nötig. Das heißt, in den „klassischen“ Bereichen der Energiewende wird die Dekarbonisierung überwiegend durch den Umstieg auf CO₂-freie Technologien vorangetrieben. In der Stromerzeugung sind dies v. a. dargebotsabhängige Technologien wie Windenergie und PV, in der (niederkalorischen) Wärmeerzeugung z. B. Wärmepumpen und im (boden gebundenen) Verkehr die Elektromobilität. Weiterhin kommen Technologien zur Flexibilisierung (Flexibilitätsoptionen) in der kürzeren Frist (Batteriespeicher, Wärmespeicher, Nachfrageflexibilisierung) zum Einsatz.

Für das Erreichen von Klimaneutralität („Netto Null“) müssen aber auch Emissionen in den Bereichen gesenkt werden, die erst in den letzten Jahren vermehrt in den Fokus genommen wurden, meist weil sie schwieriger oder gar nicht zu dekarbonisieren sind. Dazu gehören bestimmte Nischen der o. g. Bereiche. Zum einen handelt es sich um Flexibilitätsoptionen der längeren Frist, wie z. B. die Bereitstellung von gesicherter THG-armer flexibler Leistung (Backup-Kraftwerke) zur Überbrückung längerer Zeiten mit geringem Energiedargebot (Dunkelflaute) in der Stromerzeugung. Auch in der niederkalorischen Wärme existieren Nischen, in denen eine Dekarbonisierung aus lokalen Gegebenheiten heraus nicht möglich oder sinnvoll ist. Dazu zählen z. B. die fehlende Sanierbarkeit von Gebäuden (z.B. Denkmalschutz) und die Spitzenlastabdeckung in einzelnen Wärmesystemen oder Wärmenetzen. Zum anderen gibt es aber eine Reihe von Sektoren / Anwendungen, die nur schwer oder kaum zu dekarbonisieren sind. Diese benötigen entweder übergangsweise oder dauerhaft eine klimaneutrale, d. h. „grüne“ Variante des C bzw. CO₂. Dazu gehören energetische Anwendungen, die eine hohe Energiedichte erfordern, wie z. B. bestimmte Anwendungen im Verkehrssektor (v.a. Luft- und Hochseeschifffahrt) sowie hochkalorische Wärmeanwendungen (Prozesswärme). Dauerhafte C-Notwendigkeiten – soweit absehbar – sind in der Prozesschemie bestimmter Industrien (z. B. Stahlbranche) und in der stofflichen Nutzung (Grundstoffchemie) gegeben, in denen fossile Energieträger zu ersetzen sind.

Weiterhin spielen zeitliche und – neuerdings wieder stärker im Fokus – auch geopolitische Aspekte der Energiewende eine Rolle. Der zeitliche Aspekt bedeutet, dass die Transformation bis Mitte des Jahrhunderts abgeschlossen sein muss, um den Klimawandel auf 1,5° C zu begrenzen. Daraus leitet sich aus internationalen (Paris-Abkommen) und europäischen (fit-for-55) Übereinkommen die deutsche Zielsetzung zur Klimaneutralität bis 2045 ab. Und angesichts der sich geänderten geopolitischen Lage ist der Aspekt der Resilienz wieder stärker in den Mittelpunkt gerückt. Das heißt, im Rahmen der Transformation sollten Lösungen gefunden werden, die gleichzeitig Risiken von Importabhängigkeiten verringern, anstatt alte Abhängigkeiten (Erdgas, Erdöl) durch neue (LNG, Wasserstoff und -derivate) zu ersetzen.

Was bedeutet das Gesagte für die Rolle des Biogases als Energie- und Kohlenstoffträger? Was bedeutet das für die Biogasbranche? Biogas kann mehrere Beiträge zur oben beschriebenen Transformation leisten. Zum einen kann Biogas einen schnellen und resilienten Beitrag zur Abdeckung der o. g. Nischen in den „klassischen“ Bereichen leisten. In der Stromerzeugung ist v. a. die Bereitstellung THG-armer gesicherter Leistung durch Biogas / Biomethan als Alternative zu den viel diskutierten Gas- und H₂-ready-Kraftwerken zu nennen. Wird hier für

den Übergang der nächsten 10–15 Jahre Biogas stärker als Option in Betracht gezogen, können ggfs. neue Lock-in-Effekte in Bezug auf THG-Emissionen (Erdgas, LNG), Importabhängigkeiten (Erdgas, LNG, Wasserstoff) und stranded assets (Gas-Kraftwerke, LNG-Terminals) vermieden werden. Mit anderen Worten verringern Biogasanlagen als vorhandene Infrastruktur die Notwendigkeit des Aufbaus neuer Infrastrukturen, die mit hohen ökologischen, finanziellen und geopolitischen Risiken behaftet sind. Im Wärmebereich kann Biogas Beiträge zur Lastabdeckung in Wärmenetzen bzw. in ausgewählten Fällen als Biomethan in Einzelheizungen leisten. Hier kann Biogas/Biomethan zur Abfederung einer zu langsamen Dekarbonisierung dienen. Schließlich können nur wenige erneuerbare Energietechnologien die hohen notwendigen Temperaturen im Prozessenergiebereich erzeugen. Insgesamt stellt Biogas / Biomethan im Energiebereich überall dort eine Alternative da, wo derzeit grüne – oder andersfarbige – Gase diskutiert werden. Es gilt abzuwägen, ab wann eine ausreichend schnelle Bereitstellung von Wasserstoff(derivaten) zu wettbewerbsfähigen Preisen tatsächlich zu erwarten ist und welche geopolitischen Risiken damit und mit den anderen diskutierten Alternativen (LNG) verbunden sind. Zum anderen kann Biogas / Biomethan mittel- bis langfristig (ab Mitte der 2030er Jahre) einen potentiell wichtigen Beitrag in der Bereitstellung von klimaneutralem C bzw. CO₂ leisten. Hier konkurrieren der o. g. Luft- und Schiffsverkehr mit den Notwendigkeiten der Defossilisierung in der Grundstoffchemie und Schwerindustrie. Zusätzlich zum oben Gesagten sind hier die Alternativen noch begrenzter. Dadurch wird der Beitrag der Biogastechnologie noch wichtiger, um das Ausfallrisiko bei anderen Technologien – z. B. Direct Air Capture – ggfs. aufzufangen.

Ziel ist es somit, die möglichen sinnvollen Beiträge der Biogastechnologie und damit gleichzeitig mögliche Zukunftsaussichten für die Branche aufzuzeigen. Dabei wurde bewusst über die klassische Vor-Ort-Verstromung hinausgegangen, um den weiten Zielhorizont zu ermöglichen. Daraus ergeben sich folgende Leitfragen:

- Welche wesentlichen Einflussfaktoren / Rahmendaten sind für Biogas zukünftig entscheidend?
- Welche Potentiale ergeben sich daraus unter welchen Bedingungen in den genannten Verwendungen, d. h., welche Beiträge kann Biogas absehbar in welchen Bereichen der Energiewende leisten?
- Welche Aussagen können zu möglichen Geschäftsfeldern gemacht werden?
- Welche Anreize sind dafür nötig und was sind die regulatorischen Voraussetzungen?

Schließlich sei erwähnt, dass Biogas ein Bindeglied zwischen dem Energiesystem und der in der energiepolitischen Diskussion i. d. R. kaum beachteten Landnutzung und -wirtschaft darstellt. Durch Biogas werden zahlreiche Systemleistungen in der Landnutzung und -wirtschaft sowie in Kommunen erbracht. Dazu zählen nicht energetische THG-Reduktion, Entsorgung & Verwertung von Reststoffen und Abfall sowie die Substitution von Phosphor-/Mineraldüngerimporten. Bei entsprechenden Anreizen könnten weitere, noch stärker ökologisch ausgerichtete Systemleistungen (Natur- und Grünlandschutz) erbracht werden (Matschoss et al. 2019; Matschoss et al. 2024).

2 Biomasse und Energiesystemmodelle: Annahmen zu Rahmendaten & Abbildung von Biomasse

2.1 Vorgehen

Die zukünftige Entwicklung der Rentabilität von Geschäftsfeldern von Biogasanlagen (BGA) ist von einer Reihe unsicherer Einflussfaktoren abhängig. Dazu gehören sowohl biogasspezifische Faktoren als auch solche des energiewirtschaftlichen Umfelds, die die Kosten der alternativen Technologien determinieren. Da Marktdaten zu Preisen (Termingeschäfte) i. d. R. nur 2–3 Jahre in die Zukunft reichen, muss für den Zeitraum danach auf Annahmen zurückgegriffen werden. Damit fällt der Blick auf Energiesystemstudien, die die Analyse des Energiesystems unter der Bedingung der Einhaltung der international vereinbarten und national festgelegten Ziele (i. d. R. THG-Neutralität bis Mitte des Jahrhunderts) im Fokus haben. Hier werden Annahmen zur Marktentwicklung getroffen, um die daraus folgende optimale (d. h. in der Regel systemisch kostenminimierende) Entwicklung von Technologien und deren Beiträge zur Zielerreichung zu ermitteln.

Es folgt eine Übersicht „großer“ – d. h. für den obigen Zweck bekannter und politikleitender – Studien, um aufzuzeigen, von welchen energiewirtschaftlichen Annahmen i. A. ausgegangen wird und welche Unsicherheiten zu beachten sind (biogasspezifische Annahmen sind in Kapitel 3 dargestellt). Dabei liegt der Fokus zum einen auf Studien, die von Ministerien oder Behörden selbst in Auftrag gegeben wurden, und zum anderen auf aktuellen Studien, in denen möglichst aktuelle Regulierungen und (geo)politische Trends abgebildet sind. Weiter wird die Abbildung der Biogastechnologie in diesen Modellen aufgezeigt und diskutiert. Tabelle 3 zeigt eine Studienübersicht mit den im Folgenden genutzten Kürzeln und den Zitationen. Die Kürzel bezeichnen ggfs. zusätzlich die Annahmen bestimmter Szenarien (BAU, Sensitivität etc.).

Tabelle 3: Betrachtete politikleitende Studien / Szenarien

Studie oder Szenario	Zitation
Langfristszenarien 3 update Annahmen: LFS 3 (2025)	Frömel et al. (2025a)
Langfristszenarien 3: LFS 3 (2024)	Frömel et al. (2025b)
Projektionsbericht (2024)	Mendelevitch et al. (2024)
KNDE 2045 (2024)	Agora Think Tanks (2024) und Agora Think Tanks et al. (2024)
Agora Wärmenetze (2024)	Agora Energiewende et al. (2024)
NEP (2025)	50Hertz Transmissions GmbH et al. (2025)
NEP (2023)	50Hertz Transmissions GmbH et al. (2023)
FAU (2024)	Elhaus et al. (2024)
REMod (2024)	Thelen et al. (2024)
Metaanalyse (2023)	Merten und Scholz (2023)

Quelle: Szenarien

Bei den Langfristszenarien 3 (LFS 3) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, neuerdings BMWK) handelt es sich um die Orientierungsszenarien zur Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2045 (O45), wobei LFS 3 (2025) eine Aktualisierung der Annahmen der LFS 3 (2024) darstellt. Der Projektionsbericht (2024) stellt die elfte Modellierungsrunde (Politikszenerien XI) dieser bekannten Szenariofamilie im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) dar. Bei NEP (2023) handelt es sich um den aktuellen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom und bei NEP (2025) um die zur Genehmigung eingereichten Rah-

menannahmen für die aktuelle Fortschreibung. KNDE 2045 (2024) („Klimaneutrales Deutschland“) und Agora Wärmenetze (2024) („Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar“) bezeichnen die entsprechenden einschlägigen Studien von Agora Energiewende und beteiligter Institute. REMod (2024) bezeichnet eine Studie von Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats (NWR). Bei FAU (2024) handelt es sich um eine Studie der Universität Nürnberg-Erlangen im Auftrag des Fachverbandes Biogas (FvB). Metaanalyse (2023) bezeichnet schließlich eine entsprechende Literaturstudie zu Wasserstoffpreisen und -kosten. Die aufgeführten Zitationen bezeichnen entweder die Studie selbst oder – wo vorhanden – ein entsprechendes eigenes Papier zu den Rahmenannahmen. In wenigen Fällen stehen auch öffentlich herunterladbare xls-Dateien (z.B. KNDE 2045) zur Verfügung.

Während bei den Annahmen für Gas und Strom für die kurze Frist teilweise Terminmärkte ausschlaggebend sind, werden die Annahmen für die mittlere und längere Frist teils aus anderen „führenden“ Szenarien übernommen oder Daten werden interpoliert, um deren Preispfad „zu treffen“, d. h., die Berichte zitieren sich z. T. untereinander. Insbesondere bei international gehandelten Ressourcen (Gas, Öl) wird häufig der zum Zeitpunkt der Festlegung aktuelle Bericht der Internationalen Energieagentur (World Energy Outlook, WEO) herangezogen (IEA o.J.). Die Agora-Studien orientieren sich darüber hinaus – neben eigenen früheren Studien – am damals aktuellen Prognos Economic Outlook von 2023 (Prognos 2023). Dort, wo notwendig, wurden Werte aus Grafiken ausgelesen (z. B. LFS 3 (2025)) und z. T. wurden Zwischenwerte interpoliert.

Soweit nicht anders vermerkt, sind alle veröffentlichten Daten in Euro von 2023 dargestellt. LFS 3 (2025) stellt eine Aktualisierung der Rahmendaten gegenüber LFS 3 (2024) dar. Beim Projektionsbericht (2024) erfolgt die Darstellung der Annahmen der „Empfehlung“. Bei Agora Wärmenetze (2024) handelt es sich um die Preisannahmen für „restliche Energiewirtschaft“.

2.2 Energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

2.2.1 Erdgas und alternatives Methan

Die Gaspreiskrise im Zusammenhang mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat 2021–2022 zu bisher kaum gekannten Preisausschlägen auf den Gasmärkten geführt (s. Abbildung 5). Inzwischen nähern sich sowohl die kurzfristigen Spotmarktpreise (Stand 13.05.25: rund 36 €) als auch die Preise an den Terminmärkten immer mehr dem Vorkriegsniveau an, was besonders an den Futures für 2028 (Stand 12.05.25: rund 28 €) abzulesen ist. Wird ein ungewichteter Mittelwert aus den aktuellen Terminwerten (13.05.25) 2026–2028 gebildet, liegt dieser bei rund 32 €, wobei der 2028er Wert mit rund 28 € den niedrigsten Wert darstellt.

Werden die Szenarien betrachtet (s. Abbildung 6), so zeigt sich, dass fast alle Studien sinkende Preispfade annehmen, bei der Mehrheit sind schon im Jahr 2030 Preise von unter 30 € erreicht. Besonders deutlich ist dies im Update der Annahmen der LFS 3 von 2024 auf 2025 ersichtlich, die die oben gezeigten aktualisierten Markterwartungen für die nahe Zukunft abbilden. Zusammen mit den Annahmen des NEP (2025) liegen sie ab 2035 deutlich unter 20 €/MWh, KNDE 2045 (2024) liegt knapp darüber. Nur FAU (2024) und Agora Wärmenetze (2024) nehmen Preise zwischen 40 und 50 €/MWh an. Als Vergleich werden der aktuelle Spotmarktpreis (identisch zu Abbildung 5; Stand 13.05.25: rund 36 €) und der aktuelle 2028er Terminwert (Stand 12.05.25: rund 28 €) dargestellt.

Weiter wurden z. B. bei NEP (2025) und Projektionsbericht (2024) Annahmen des damals aktuellen WEO zugrunde gelegt; LFS 3 (2024) und (2025) wurden – mit Abweichungen – am Projektionsbericht (2024) orientiert und KNDE 2045 (2024) orientierte sich an einer Prognos-Studie und WEO.

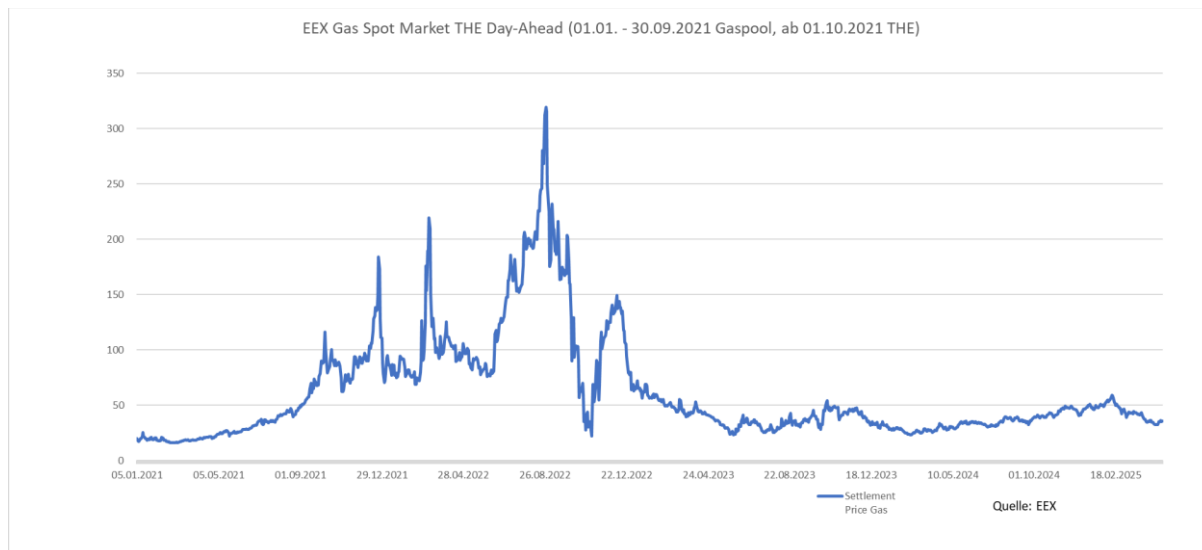


Abbildung 5: Erdgaspreise 2021-2025, EEX Gas Spot THE Day Ahead

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

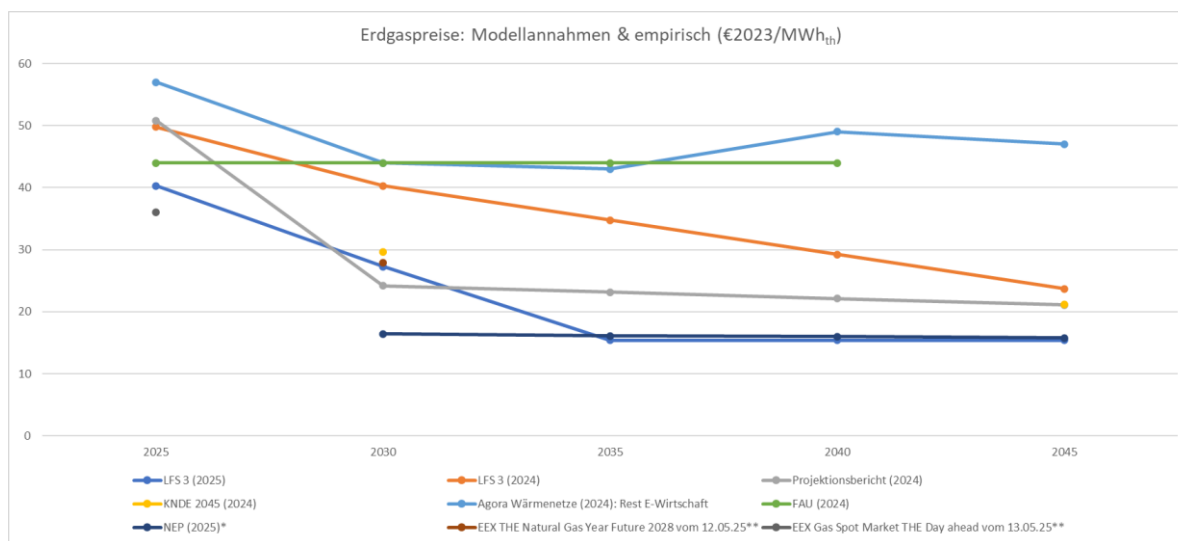


Abbildung 6: Szenarien Erdgaspreise & empirische Werte

Quelle: Szenarien, EEX, eigene Berechnungen

*NEP (2025): Für 2035 wurde der 2037er Wert angesetzt; **Angabe EEX-Preise (Future und Spot) in aktuellen Preisen

Wenige Studien machen Angaben zu „alternativem Methan“ (Abbildung 7), wozu Biomethan, synthetisches Methan auf Basis von erneuerbarem („grünem“) Wasserstoff und Direct Air Capture (DAC) sowie auch – z. B. mit Zertifikaten aus Klimaschutzprojekten – kompensiertes Erdgas gezählt werden. Ähnlich wie bei Wasserstoff bestehen hier größere Unsicherheiten in Bezug auf die gemachten Angaben (Kosten, Preise, enthaltene Umlagen etc.). Auch hier wurde dies, soweit möglich, direkt in den Datenreihen kenntlich gemacht. Da keine weiteren Angaben

gemacht wurden, muss beim einzigen steigenden Preispfad (Agora Wärmenetze (2024)) offenbleiben, ob dieser auf steigende Netzumlagen bei privaten Haushalten oder steigende Biomethanpreise selbst (oder beides) zurückzuführen ist. Bei LFS 3 (2025) werden eigene Abschätzungen der Technologie- und Transportkosten und beim Projektionsbericht (2024) das damals aktuelle Branchenbarometer Biomethan (dena) zugrunde gelegt.

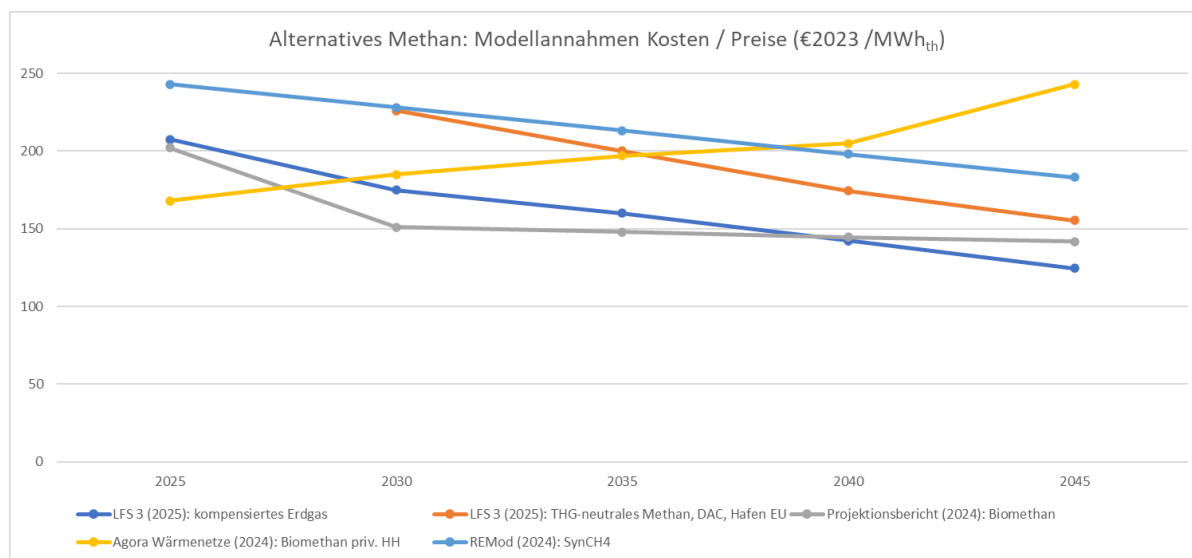


Abbildung 7: Szenarien alternatives Methan (Preise / Kosten)

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen

Insgesamt wird synthetisches Methan (LFS 3 (2025), REMod (2024)) als die teuerste Option angenommen, die erst ab 2035 bzw. 2040 unter 200 € sinkt. Kompensiertes Erdgas (LFS 3 (2025)) liegt hingegen 2030 bei 175 €/MWh und unterschreitet 2040 die 150-€-Marke und soll ab dann die günstigste Option werden. Biomethan (Projektionsbericht (2024)) wird hingegen mit 150 € ab 2030 als die günstigste Option angenommen, die dann aber praktisch konstant bleibt und erst 2040 von kompensiertem Erdgas „unterboten“ wird.

2.2.2 Wasserstoff

Bei Wasserstoff (Abbildung 8) ist die Vergleichbarkeit generell schwierig, da in den Studien z.T. nicht deutlich wird, ob Preise oder Kosten dargestellt werden und inwiefern Umlagen, Transportkosten etc. eingerechnet sind. Soweit möglich, wurde dies direkt in den Datenreihen kenntlich gemacht. Aus diesem Grund wurde die Studie Agora Wärmenetze (2024) in dieser Darstellung nicht aufgenommen. Der NEP (2025) macht bzgl. der Kosten keine eigenen Annahmen zu Wasserstoff. Stattdessen macht REMod (2024) Angaben dazu. Weiter wurden Datenpunkte der genannten Metaanalyse (2023) aufgenommen, die zwischen Mediankosten älterer und neuerer Studien unterscheidet. Trotz der genannten Einschränkungen können Trends und Größenordnungen abgeschätzt werden.

Alle Studien gehen von sinkenden Kosten bzw. Preisen aus. Dabei gehen neuere Studien i. A. von geringeren Kosten / Preisen aus als ältere, wie die Metaanalyse (2023) exemplarisch zeigt. Auch die Aktualisierung der Annahmen des LFS 3 von 2024 auf 2025 zeigt dies. REMod (2024) ist die Studie mit einem deutlich höheren (linearen) Preispfad, der als einziger im Jahr 2035 über 150 €/MWh liegt und auch bis 2045 mit 140 €/MWh kaum fällt. Fast alle anderen Studien

nehmen v. a. bis 2030 deutliche Kosten-/Preissenkungen auf grob unter 150 €/MWh an (Metaanalyse (2023), ältere Studien: 154 €). 2040 erreichen LFS 3 (2025) und Projektionsbericht (2024) die 100-€-Grenze. Dabei legt der Projektionsbericht (2024) den Mittelwert des NWR zugrunde. KNDE 2045 (2024) orientiert sich u. a. an dem damals aktuellen WEO.

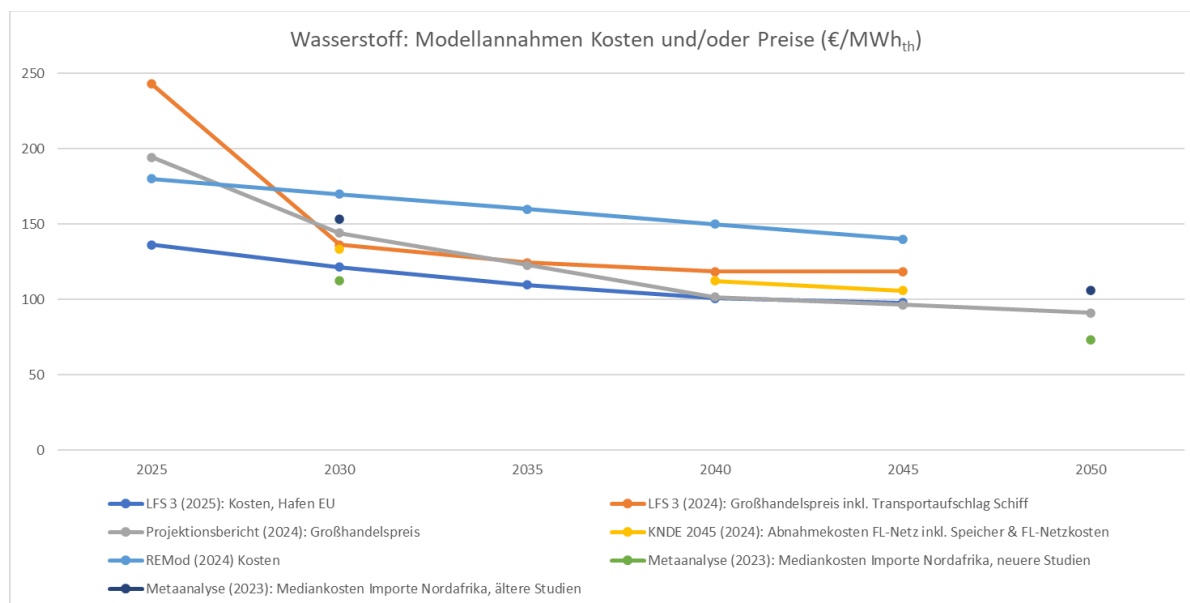


Abbildung 8: Szenarien Wasserstoff (Preise / Kosten)

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen

2.2.3 Emissionshandel / CO₂-Bepreisung (EU ETS 1, BEHG, EU ETS 2)

Auch im europäischen Emissionshandel (EU ETS 1) haben die Preise nach jahrelanger Niedrigpreisphase Anfang der 2020er Jahre angefangen zu steigen und zwischenzeitlich 70–90 €/t CO₂ erreicht (Abbildung 9). Im Durchschnitt der letzten 12 Monate (Monatsmittel Mai 2024 bis April 2025) lag der Preis bei rund 69 €/t CO₂.

Alle betrachteten Studien gehen im EU ETS 1 von steigenden Preisen aus (Abbildung 10). Im Jahr 2035 liegen sie sämtlich zwischen 150 €/t CO₂ und 250 €/t CO₂ und 2045 geht die Spanne deutlich auf und liegt bei ca. 180–350 €/t CO₂. Dabei werden in LFS 3 (2025) die mit Abstand höchsten Preise angenommen. Als Vergleich wird der Durchschnitt der letzten 12 Monate (Monatsmittel Mai 2024 bis April 2025: 69 €/t CO₂) dargestellt.

Die Annahmen für KNDE 2045 (2024) basieren auf Prognos und WEO. Die Annahmen für Agora Wärmenetze (2024) basieren auf anderen Agora-Studien, ab 2035 auf dem Projektionsbericht (2024). Für letztere wurden Expertenempfehlungen und der damals aktuelle WEO zugrunde gelegt. Auch NEP (2025) legt den WEO zugrunde.

Für den nationalen Emissionshandel besteht im Rahmen des BEHG ein festgelegter Preispfad (2025: 55 €/t CO₂, 2026 Max-Preis 65 €/t CO₂, vgl. §10(2) BEHG). Danach geht das System in den europäischen EU ETS 2 (Abbildung 11) mit marktlicher Preisbildung über (DEHSt 2025a; vgl. auch Abschnitt 9.1.6). In einigen neueren Studien sind hierzu auch Preispfade abgebildet (ggfs. Abweichungen durch unterschiedliche Preisbasen in den Modellen und Umrechnung auf € 2023).

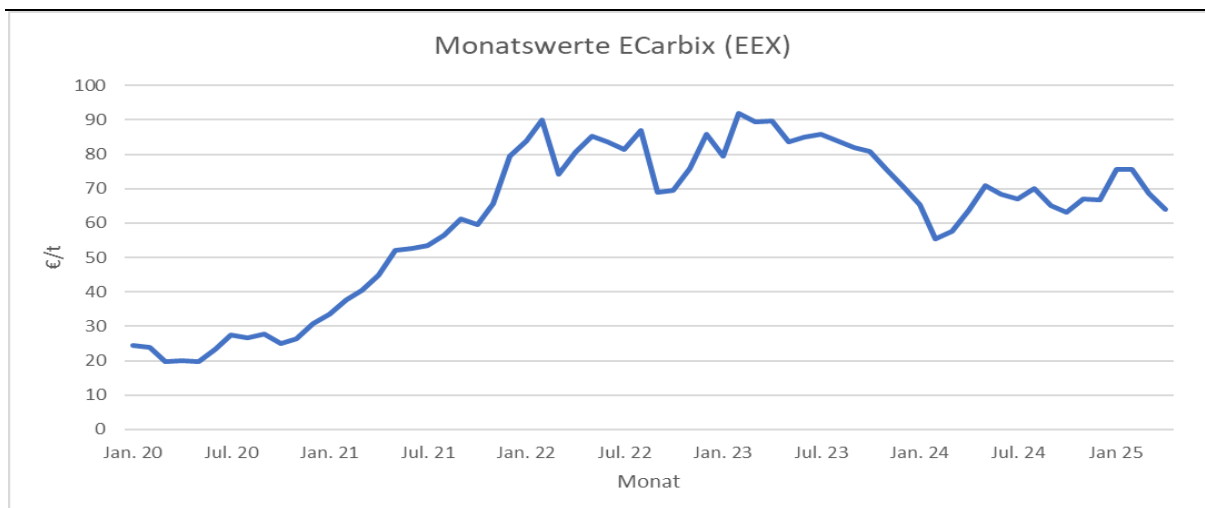


Abbildung 9: Emissionshandelspreise 2020-2025; ECarbix (EEX)

Quelle: Szenarien, EEX, eigene Berechnungen

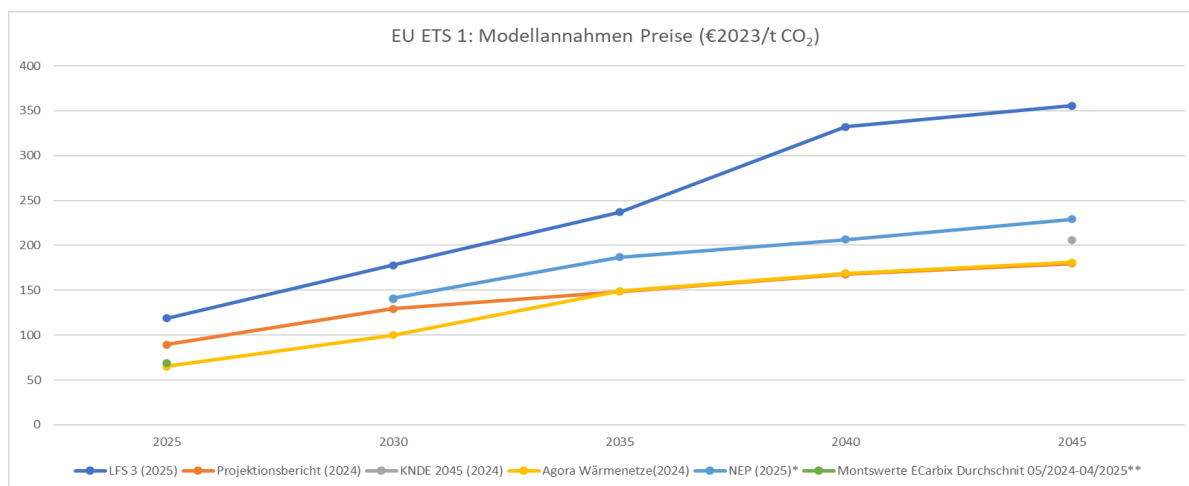


Abbildung 10 Szenarien Preise EU ETS 1

Quelle: Szenarien, EEX, eigene Berechnungen; *NEP (2025): Für 2035 wurde der 2037er Wert angesetzt; **Angabe EEX-Preise (ECarbix) in aktuellen Preisen

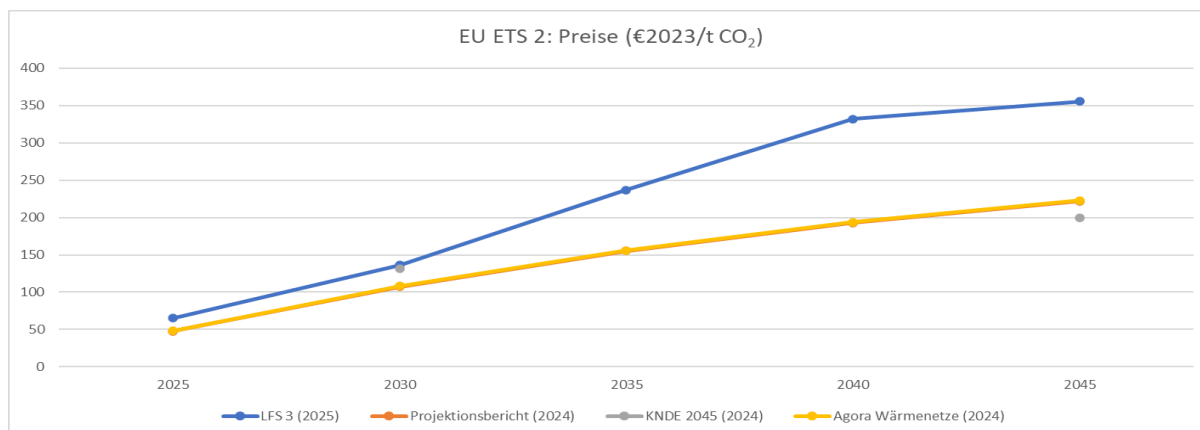


Abbildung 11: Szenarien Preise BEHG & EU ETS 2

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen

Auch für die Phase freier Preisbildung gehen sämtliche Modelle von steigenden Preisen aus. Hierbei wurden die Annahmen der Agora-Studien am Projektionsbericht (2024) angelehnt. In LFS 3 (2025) wurde hingegen ein höherer Preispfad angenommen, der zudem ab 2035 für EU ETS 1 und 2 als identisch angenommen wurde. Somit geht die Spanne kontinuierlich auf und liegt 2030 bei 100–150 €/t CO₂, 2035 bei 150–250 €/t CO₂ und 2045 bei rund 200–350 €/t CO₂.

Hier ist anzumerken, dass die vorliegenden Studien zwar von steigenden Preisen, aber auch von einem stetigen Preispfad ausgehen. In einer Analyse zum EU ETS 2 zeigen Fiedler et al. (2024, S. 10–14) dessen beschleunigte THG-Minderungsanforderung an die regulierten Sektoren und die damit zu erwartende steigende Knappheitssituation in diesem Zertifikate-Markt auf. So gehen einige der dort aufgeführten Szenarien bereits für 2030 von deutlich über 150 €/t CO₂ bis z. T. über 300 €/t CO₂ aus. Das heißt, mit Freigabe der Preise beim Wechsel von BEHG zum EU ETS 2 könnte es zu einem sprunghaften Anstieg kommen, der die tatsächliche Knappheit widerspiegelt. Zwar bestehen – ähnlich dem EU ETS 1 – Mechanismen, einen solchen Sprung abzufedern, und der politische Wille scheint auch gegeben, dies zu tun (vgl. auch Abschnitt 9.5), aber durch den Übergang besteht hier eine größere Unsicherheit.

2.3 Abbildung von Biogas in Energiesystemmodellen

Im Folgenden wird betrachtet, wie die Technologie Biogas in den Modellen abgebildet ist und welche Schlüsse sich daraus ziehen lassen. Dies bedeutet den Schwenk in der Betrachtung von Rahmendaten (Modell-Input) zu Ergebnissen (Output). Damit wird es notwendig, zwischen den mit den Modellen erstellten Szenarien zu unterscheiden. So wird z. B. in LFS 3 (2024) zwischen den Szenarien „Strom“ und „H₂“ unterschieden. Dabei wird in ersterem eine stärkere Elektrifizierung und in letzterem ein stärkeres Setzen auf Wasserstoff in den Sektoren modelliert. Dadurch ändern sich optimale Nachfragen nach Energiearten und entsprechend deren Erzeugungen nach Technologien. Ähnlich wird im Projektionsbericht (2024) ein „Mit-Maßnahmen-Szenario“ (MMS) und ein „Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario“ (MWMS) abgebildet. Dennoch unterliegt der Ausbau erneuerbarer Energien bestimmten Restriktionen, z. B. wird das Erreichen regulativ bedingter Ausbauziele oder werden absehbare Zielverfehlungen bereits als exogene Beschränkung in Modellen implementiert (explizit z. B.: Frömel et al. 2025b, S. 9; 50Hertz Transmission GmbH et al. 2025, S. 88–89).

Mit Blick auf Biomasse / Biogas fällt dabei zunächst auf, dass deren Abbildung – v. a. von Biogas – eher die Ausnahme darstellt. Meist werden Sammelbegriffe wie „Biomasse“, „Bioenergie“ oder „Bioenergie und sonst. EE“ verwendet. Weiter sind die Ergebnisse in den o. g. Szenarien für den Bereich Biomasse / Biogas identisch.

Die installierte Leistung Biomasse im Stromsektor (Abbildung 12) sinkt in fast allen dargestellten Modellen ab 2030 deutlich bis auf 3 GW im Jahr 2045 ab. Die Ausnahme bilden die Szenarien des Projektionsberichts (2024) mit einem zwischenzeitlichen Anstieg im Jahr 2030, der auf den Anstieg der Biogaskapazität zurückzuführen ist. Danach sinken die Biomassekapazitäten ebenfalls bis auf knapp 6 GW im Jahr 2045. Der leichte Anstieg danach ist auf Kapazitäten der festen Biomasse zurückzuführen (beide Vorgänge werden in der Quelle nicht näher erläutert).

Es gibt kaum Studien, die separate Ergebnisse zu Biogas ausweisen. Die installierte Leistung (Abbildung 13) zeigt für beide Szenarien im Projektionsbericht (2024) den oben dargestellten Pfad, sodass Biogas im Jahr 2050 auf rund 3 GW absinkt. Das Szenario von FAU (2024) zeigt

hingegen einen vergleichsweise starken Zuwachs auf 24 GW in 2040 und baut damit auf Szenarien einer älteren Studie auf (Böttger et al. 2021). Dieser für Systemstudien eher untypische Verlauf liegt den abweichenden Annahmen zugrunde.

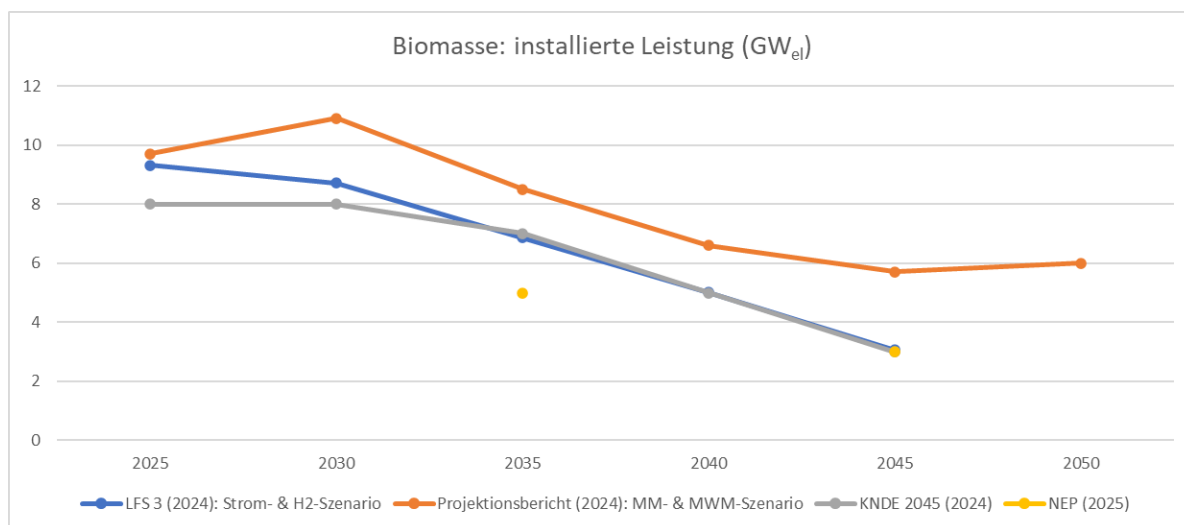


Abbildung 12: Szenarien installierte Leistung Biomasse

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen; *NEP (2025): Für 2035 wurde der 2037er Wert angesetzt

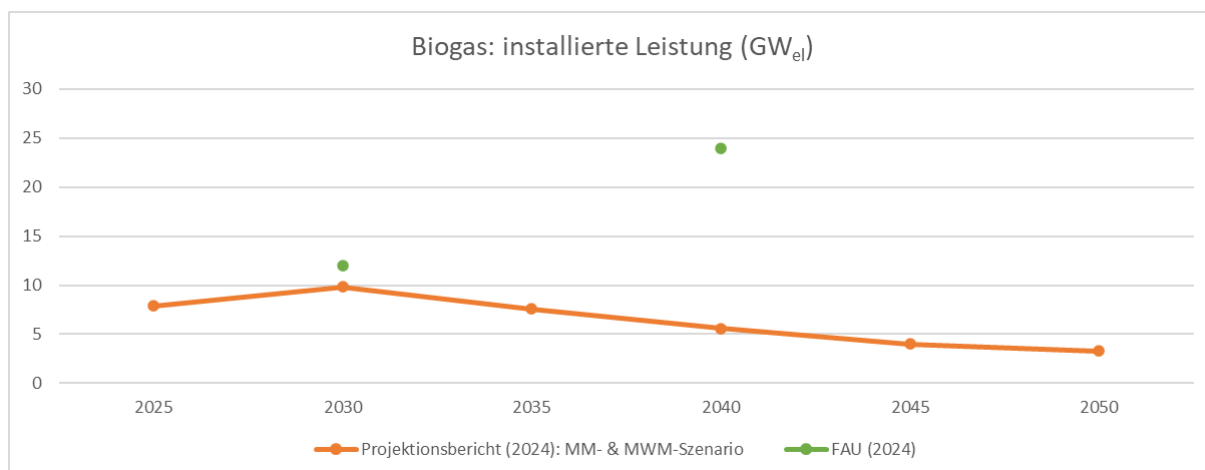


Abbildung 13: Szenarien installierte Leistung Biogas

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen

Insgesamt wird deutlich, dass die oben genannten Annahmen zur Erreichung von Ausbauzielen eine Beschränkung für den Biomasseanlagenbestand bedeuten, d. h., das Auslaufen des Bestands im Stromsektor ist festgelegt und kein Ergebnis der Modelloptimierung. Auch die identischen Ergebnisse zwischen den Szenarien weisen darauf hin, dass der Biomasseinsatz modellexogen beschränkt wird. Einzig FAU (2024) zeigt deutlich abweichende Ergebnisse (für den leichten Anstieg im Projektionsbericht (2024) wurde keine Erklärung gefunden). Auch hier wurde der Biogasausbau parametrisch definiert, aber das Ziel war hier, den möglichen Beitrag der Technologie Biogas unter diesen geänderten Annahmen zu untersuchen. Zwar wird in einigen Modellen ein steigender Beitrag von Biomasse im Wärmesektor und hier insb. in der hochkalorischen Wärme (industrielle Prozesswärme) modelliert. Dies betrifft aber überwiegend feste Biomasse und wurde in der vorliegenden Studie nicht näher betrachtet.

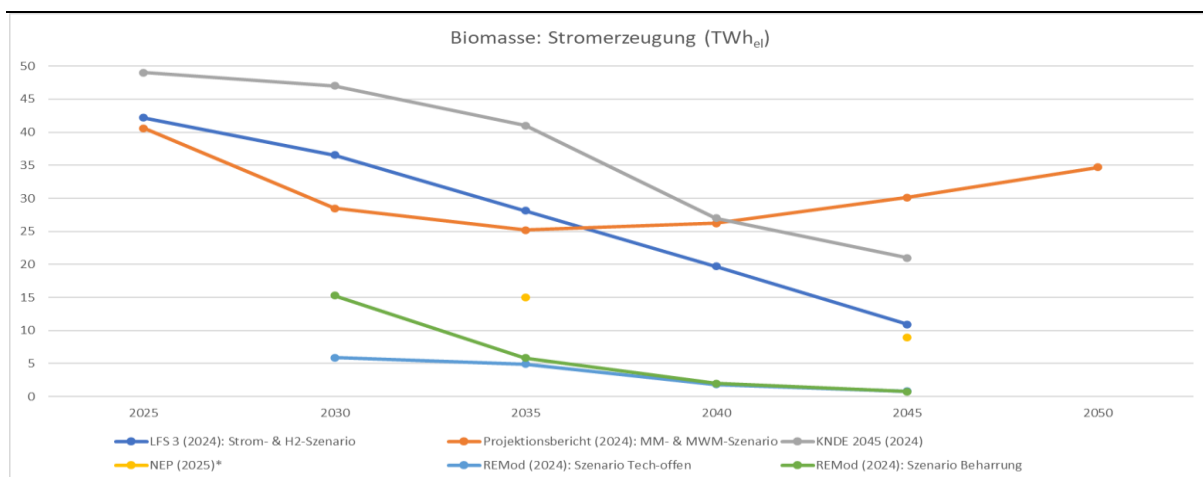


Abbildung 14: Szenarien Stromerzeugung Biomasse

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen; *NEP (2025): Für 2035 wurde der 2037er Wert angesetzt

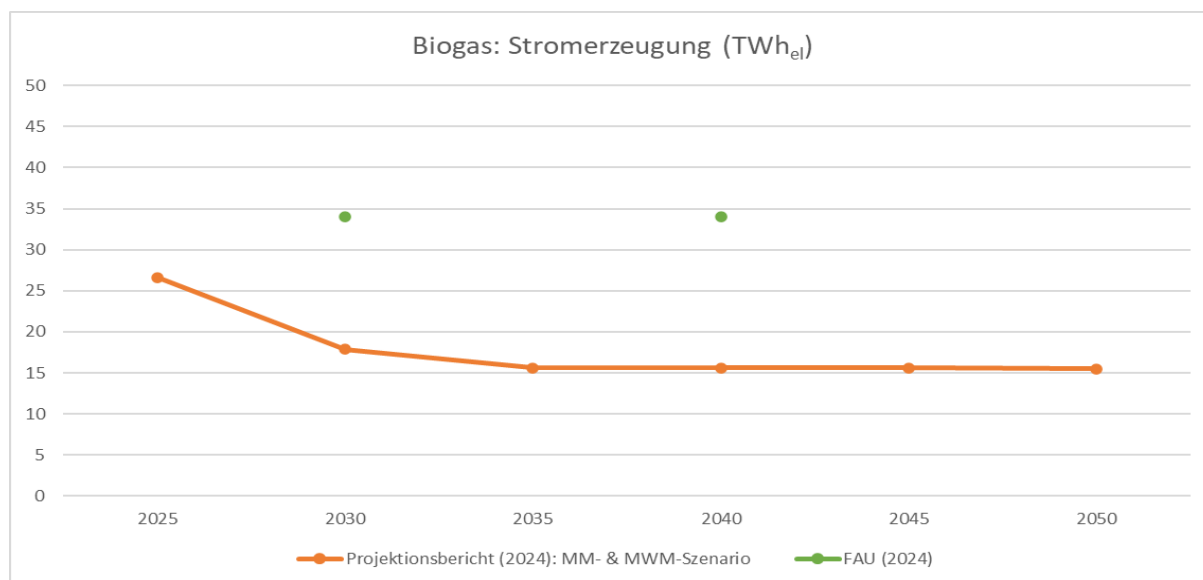


Abbildung 15 Szenarien Stromerzeugung Biogas

Quelle: Szenarien, eigene Berechnungen

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (Abbildung 14) spiegelt im Wesentlichen die der installierten Leistung wider. Der auffällige Anstieg im Projektionsbericht (2024) muss der festen Biomasse zugeschrieben werden, wie anhand der sinkenden Erzeugung aus Biogas (Abbildung 15) ersichtlich ist. Weiter macht ein anderes aktuelles Szenario (REMod (2024)) Angaben zur Stromerzeugung aus Biomasse. Zwar sind hier die Entwicklungen bis 2030 unterschiedlich, aber besonders hier wird insgesamt von einem Auslaufen der Erzeugung – auf deutlich niedrigerem Niveau als in den anderen Studien – ausgegangen. Die eine andere Angabe zur Erzeugung aus Biogas wird von FAU (2024) gemacht. Hier wird – trotz steigender installierter Leistung – von konstanter Erzeugung ausgegangen, da die Beiträge einer Flexibilisierung (Überbauung) des Anlagenparks zur gesicherten Leistung untersucht wurden.

2.4 Zwischenfazit

Die Frage nach der zukünftigen Entwicklung von Einflussfaktoren / energiewirtschaftlichen Rahmendaten jenseits von Marktdaten, d. h. Termingeschäften, die i. d. R. nur 2–3 Jahre in die Zukunft reichen, lenkt den Blick auf die Annahmen der „großen“ politikleitenden Energiesystemstudien. Auch diese legen zunächst Marktdaten zugrunde und schreiben sie, gekoppelt an jeweils aktuelle Zukunftserwartungen zur technologischen und geopolitischen Entwicklung, fort. Dabei orientieren sich die Studien auch aneinander, sodass eine – zumindest implizite – Koordination mit ähnlichen Festlegungen der Annahmen entsteht.

Für Erdgaspreise gehen die betrachteten aktuellen Studien bis auf wenige Ausnahmen von sinkenden Preisen auf das Niveau vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine aus. So werden teilweise schon für 2030 Preise von unter 30 €/MWh und ab 2035 von deutlich unter 20 €/MWh angenommen.

Auch bei Wasserstoff werden – trotz Problemen bei der Vergleichbarkeit – überwiegend stark sinkende Kosten oder Preise, v. a. in neueren Studien, angenommen. So werden in fast allen betrachteten Studien bis 2030 Werte von grob unter 150 €/MWh angenommen, 2040 wird in einigen Studien teilweise die 100-€-Grenze erreicht.

Wenige Studien machen Angaben zu „alternativem Methan“ (Biomethan, synthetisches Methan, mit Zertifikaten kompensiertes Erdgas). Zwar bestehen auch hier Unsicherheiten bei der Vergleichbarkeit (Kosten, Preise, enthaltene Umlagen etc.), aber insgesamt wird synthetisches Methan als die teuerste Option angenommen, die erst ab 2035–2040 unter 200 €/MWh sinkt. Kompensiertes Erdgas wird hingegen im Jahr 2030 bei 175 €/MWh angenommen und soll ab 2040 mit Unterschreiten der 150-€-Marke die günstigste Option werden. Biomethan wird hingegen ab 2030 mit konstant 150 €/MWh als die günstigste Option angenommen, bis sie 2040 von kompensiertem Erdgas „unterboten“ wird.

Bei den Emissionshandelssystemen werden im EU ETS 1 in allen Studien regulierungsbedingt steigende Zertifikatspreise für Energieerzeugung und energieintensive Industrie angenommen. Unterschiede bestehen in der Höhe, sodass 2035 die Preise zwischen (knapp) 150 €/tCO₂ und 250 €/tCO₂ liegen und 2045 bei ca. 180–350 €/tCO₂. Auch im komplementären BEHG/EU ETS 2 werden – nach der Preisfreigabe 2027 – für HH und Verkehr weiter steigende Preise angenommen. Auch hier geht die Spanne kontinuierlich auf und liegt 2030 bei 100–150 €/tCO₂, 2035 bei 150–250 €/tCO₂ und 2045 bei 200–350 €/tCO₂.

Beim Emissionshandel als regulativ bedingter Rahmen werden klimapolitische Notwendigkeiten abgebildet, und in den LFS 3 (2025) wird im EU ETS 1 und 2 von hohen Preispfaden ausgegangen, die zudem ab 2035 als identisch angenommen werden. Das heißt, es wird scheinbar von einer – zumindest impliziten – Verbindung der Systeme in der Zukunft ausgegangen. Allerdings gehen die betrachteten Studien von einem steten Preispfad im Übergang BEHG / EU ETS 2 aus, obwohl aufgrund der Knappheitssituation Preissprünge ab 2027 zumindest plausibel erscheinen.

Die Behandlung von Biomasse / Biogas in den Modellen erscheint als eine Art „Restgröße“ mit nur unscharfer Abbildung („Biomasse“, „Biomasse & sonst. EE“ o. ä.), d. h., das hiesige Erkenntnisinteresse „Biogas“ ist in den wenigsten Studien überhaupt abgebildet. So ist Biomasse / Biogas meist nur parametrisch abgebildet, d. h., der Beitrag z. B. zum Energieangebot ist nicht Gegenstand der Modelloptimierung. Zudem bildet diese Parametrisierung in den meisten

Modellen die aktuelle Regulatorik ab, d. h. die politisch gewollte deutliche Reduzierung bzw. das Auslaufen des Bestands, zumindest in der Strom- und niederkalorischen Wärmeherzeugung. Letzte regulatorische Änderungen, wie das Biogaspaket vom Januar 2025, sind bisher noch in keinem der Modelle abgebildet. Zwar wird in einigen Modellen ein steigender Beitrag z. B. in der hochkalorischen Wärme (industrielle Prozesswärme) modelliert, dies betrifft aber überwiegend feste Biomasse und wurde in der vorliegenden Studie nicht betrachtet.

3 Biogaspotential und Energiesystemmodelle

3.1 Nutzung von Szenariodaten

Im Folgenden wird beispielhaft dargestellt, welche Beiträge Biogas zur Energiewende potentiell zukünftig in verschiedenen Sektoren (Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort, netzgebundene energetische und stoffliche Gasnutzung) leisten könnte. Dazu wird das Biogaspotential abgeschätzt, in die jeweiligen Nutzungsformen umgerechnet und als Substitutionspotential mit Ergebnissen aus Szenarien verglichen. Es handelt sich somit um eine Partialanalyse anstatt einer Marktoptimierung o. ä. Auch von Fragen notwendiger Umrüstungen des aktuellen Biogasanlagenbestands (Überbauung etc.) wird hier abstrahiert. Ziel ist ein Vergleich von Potentialen / Energiemengen in den unterschiedlichen Verwendungsformen, um den möglichen Beitrag des Biogases in bestimmten entscheidenden Feldern der Energiewende darzustellen.

Zusätzlich zu diesen summarischen Substitutionspotentialen wird für die Sektoren Wärme und Gas das infrastrukturelle Potential abgeschätzt. Dazu werden bundesweite GIS-Analysen durchgeführt, um die Verfügbarkeit der relevanten Infrastrukturen (Wärme- und Gasnetze) abzuschätzen.

Als zentrale Vergleichsbasis für die mögliche Substitution werden die öffentlich verfügbaren Ergebnisse der bereits in Abschnitt 2.1 erwähnten aktuellen Langfristszenarien 3 (LFS 3) im Auftrag des BMWK als die wichtigste politikleitende Szenariofamilie zugrunde gelegt. In der aktuellen Szenariorunde wurden sog. „Orientierungsszenarien“ mit dem Ziel der Erreichung von THG-Neutralität bis 2045 (O45-Szenarien) mit den beiden Unter-Szenarien „Strom“ und „Wasserstoff“ (O45-Strom, O45-H₂) modelliert. Während mit dem Szenario O45-Strom eine weitgehende Elektrifizierung möglichst vieler Sektoren abgebildet wurde, wurde im Szenario O45-H₂ hingegen eine möglichst hohe Wasserstoffnutzung modelliert. Die Ergebnisse sind öffentlich verfügbar (Dashboards) und in 5-Jahresschritten (2025, 2030, 2035, 2040, 2045) dargestellt (Sensfuß 2025). Zwischenwerte wurden für hiesige Zwecke linear interpoliert. Im Einzelnen wurden folgende Datensätze (jeweils für O45-Strom und O45-H₂) genutzt:

- Stromerzeugung Biomasse
- Stromerzeugung Erdgas
- Stromerzeugung Wasserstoff
- Fernwärmeerzeugung Erdgas (Heizkessel und KWK)
- Fernwärmeerzeugung Wasserstoff (KWK und Kessel)
- Fernwärmeerzeugung Biomasse KWK
- Stoffliche Nutzung Industrie (Level 1) Erdgas
- Stoffliche Nutzung Industrie (Level 1) Naphtha

Mit Ausnahme von „Stromerzeugung Biomasse“ und „Fernwärmeerzeugung Biomasse KWK“ unterscheiden sich die Ergebnisse zwischen den Szenarien, d. h., es handelt sich um Ergebnisse der Optimierung, während die Biomassewerte offenbar parametrisch festgesetzt wurden. Werte für Biogas / Biomethan wurden nicht ausgewiesen.

Um das Substitutionspotential abzuschätzen, wird das freie Potential bestimmt, d. h., das in den Szenarien bereits genutzte Potential wird vom Gesamtpotential abgezogen. Aus dem Vergleich von Szenario- mit empirischen Werten (BMWK und AGEE-Stat 2025) können die bereits

genutzten Energiemengen abgeschätzt und abgezogen werden, um das freie Potential zu bestimmen.

Schließlich werden jeweils Fälle „hoher“ und niedriger“ Substitution gebildet, um Unsicherheiten abzubilden. Dafür werden die hohen und niedrigen Szenarien des Biogaspotentials (s. folgender Abschnitt 3.2) entsprechend mit den hohen und niedrigen Erzeugungen bzw. Bedarfen der O45-Szenarien (Strom und H₂) verschnitten.

3.2 Biogenes Potential im Übergang zur Reststoffnutzung

3.2.1 Vorgehen

Als Grundlage für die folgenden Berechnungen und Annahmen wird zunächst das energetische summarische Biogaspotenzial beschrieben. Also jene Menge an Biogas, die grundsätzlich aus organischen Stoffen gewonnen werden kann, bevor eine weitere Nutzung oder Umwandlung erfolgt. Dies gibt eine erste Einschätzung darüber, wie viel Energie in Form von Biogas heute und zukünftig in Deutschland vorhanden ist. Diese Abschätzung ist wichtig, um das volle Potenzial der Biogasproduktion zu verstehen und die Grundlage für eine nachhaltige Energieplanung zu schaffen. Dabei wird die Menge und Art der organischen Substrate mitberücksichtigt, um eine realistische Einschätzung des maximal möglichen Biogaspotentials zu erhalten.

Das derzeitige biogasspezifische Potential besteht aus dem Teil, der bereits durch bestehende Biogasanlagen genutzt wird und zum anderen umfasst er das ungenutzte Potential, das in derzeit nicht genutzten Rest- und Abfallstoffen liegt. Laut der Studien des Umweltbundesamtes (Fehrenbach et al. 2019) werden derzeit etwa ein Drittel des verfügbaren biogenen Materials für die Biogasproduktion genutzt. Dabei zeigt die Studie, dass es in einzelnen Sektoren hohe Schwankungen gibt. Beispielsweise ist das Strohpotential stark von Wetterereignissen (z. B. Trockenheit) im jeweiligen Jahr abhängig. Besonders großes Potential wird mit 187 PJ im Stroh gesehen. Aufgrund seiner Struktureigenschaften ist dies jedoch in der Biogasproduktion problematisch. Aus diesem Grund wurde bei der Bewertung des Strohpotentials lediglich ein Anteil von 15 % des theoretischen Potentials für eine Nutzung in Biogasanlagen berücksichtigt. Andere Bereiche wie Gülle oder Mist können ohne größere Einschränkungen genutzt werden. Hier wird laut Studie ein Potential von ca. 100 PJ gesehen. In der Summe ergibt sich aus Rest- und Abfallstoffen ein Potential von 172 PJ bzw. rund 47,7 TWh.

Das Übergangsszenario von der heutigen auf die zukünftige Nutzung biogasspezifischer Potentiale bis zum Jahr 2035 beschreibt einen schrittweisen Wandel in der Nutzung und Entwicklung der Biogasbranche. Ziel ist es, die bestehenden Kapazitäten effizient zu erweitern und gleichzeitig ungenutzte Ressourcen nachhaltig zu erschließen, um eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

In der vorliegenden Studie werden mehrere Szenarien entwickelt, die auf der Vor-Ort-Verstromung (VOV) und dem Reststoffpotential basieren, um die zukünftige Entwicklung der biogasspezifischen Potentiale abzubilden. Dabei werden zwei Szenarien zur Bestandsentwicklung des VOV differenziert betrachtet:

1. **Konstanter Bestand:** Dieses Szenario geht von einem stabilen Anlagenbestand aus, ohne nennenswerte Zuwächse oder Rückgänge. Es dient als Referenzszenario, um

die Auswirkungen einer stabilen Infrastruktur auf die zukünftige Potentialnutzung zu evaluieren.

2. **Bestandsabbau zwischen 2025 und 2035:** Hier wird ein Rückgang des Anlagenbestands um 33 % innerhalb des genannten Zeitraums angenommen. Dieses Szenario berücksichtigt mögliche politische, wirtschaftliche oder technologische Unsicherheiten, die zu einer Reduktion der bestehenden Kapazitäten führen könnten.

Im Hinblick auf das Reststoffpotential wird ebenfalls ein differenziertes Szenario entwickelt:

1. **Bereits zu einem Drittel genutzt:** Derzeit ist etwa ein Drittel des verfügbaren Reststoffpotentials bereits in Nutzung. Dieses Szenario bildet die aktuelle Nutzungssituation ab und ist mit dem Referenzszenario aus der VOV gleichzusetzen.
2. **Erschließung des verbleibenden Potentials (zwei Drittel) zwischen 2025 und 2035:** Das restliche Potential wird im Laufe des genannten Zeitraums schrittweise erschlossen. Dieser Ansatz berücksichtigt die zunehmende Nutzung und Integration neuer Reststoffquellen, um die biogasspezifischen Potentiale vollständig auszuschöpfen.

Diese Szenarien ermöglichen eine differenzierte Betrachtung der zukünftigen Entwicklung der biogasspezifischen Potentiale unter variierenden politischen und technologischen Rahmenbedingungen. Durch die Modellierung dieser unterschiedlichen Annahmen können fundierte Aussagen über die möglichen Entwicklungspfade und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung getroffen werden.

3.2.2 Biogenes Potential: Szenarien bis 2035

3.2.2.1 Biogenes Potential

Die vom derzeitigen Biogasanlagenbestand produzierte Energie in Deutschland beträgt geschätzt 83,85 TWh_{th} (hergeleitet aus BMWK und AGEE-Stat 2025 und BNetzA 2025a). Dieser Wert spiegelt die insgesamt installierte und in Betrieb befindliche Kapazität der Biogasanlagen wider, die zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Das Reststoffpotential, das für die biogasbasierte Energieerzeugung zur Verfügung steht, wird, wie zuvor beschrieben, auf 47,7 TWh geschätzt. Von diesem Reststoffpotential sind derzeit etwa zwei Drittel noch nicht in der Nutzung, was einem Anteil von 31,8 TWh entspricht. Dieser ungenutzte Anteil stellt ein erhebliches Potential dar, um die zukünftige Entwicklung der biogasspezifischen Energiequellen zu fördern und die Energiewende voranzutreiben.

Diese Daten bilden die Grundlage (Abbildung 16) für die Bewertung der zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten der Biogasbranche und die Planung von Ausbau- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen im Rahmen der Energiewende. Zur Darstellung des energetischen Biogaspotentials in Deutschland werden für die Bereiche Strom-, Wärme- und Biomethanproduktion unterschiedliche Szenarien erstellt. Das heißt, auf Basis des oben abgeleiteten Potentials wird dieses nachfolgend in entsprechende Nutzungsformen umgerechnet. Diese werden zunächst näher beschrieben.

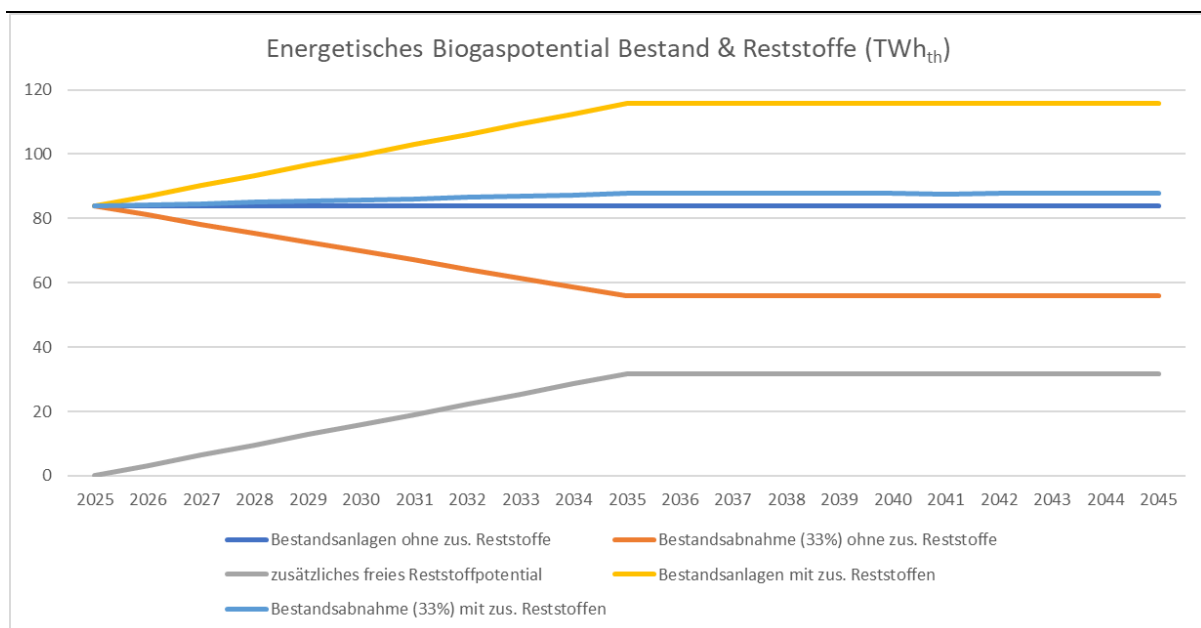


Abbildung 16: Biogaspotential Bestand und Reststoffe

Quelle: eigene Berechnungen

3.2.2.2 Biogenes Potential in den einzelnen Verwendungsformen

Stromszenarien

Im Bereich der Stromerzeugung wird ein elektrischer Wirkungsgrad bei der VOV von 40 % zugrunde gelegt. Das aktuelle Bestandspotential an Strom aus Biogas beträgt damit 34 TWh. Für das konstante Szenario wird angenommen, dass dieses Potential bis 2035 unverändert bleibt. Im Szenario einer Bestandsabnahme von 33 % zwischen 2025 und 2035 sinkt das Potential linear auf 22 TWh ab.

Das ungenutzte Reststoffpotenzial, das für die Stromerzeugung genutzt werden kann, beträgt 13 TWh_{el}. Dieses wird ebenfalls linear zwischen 2025 und 2035 von null auf den genannten Wert steigen. Das Gesamtpotential bei konstantem Bestand beläuft sich 2025 auf 34 TWh und steigt bis 2035 auf 46 TWh. Bei einer Bestandsabnahme von 33 % und gleichzeitiger Nutzung unerschlossener Reststoffe gleichen sich diese gegenseitig nahezu aus, so dass bis 2035 nur ein geringer Anstieg auf 35 TWh zu verzeichnen ist.

Zur Bestimmung des freien Potentials wird das in den Szenarien bereits genutzte Potential vom Gesamtpotential abgezogen. Aus der (in beiden O45-Szenarien identischen) Stromproduktion „Biomasse“ von 2025 und dem 2023er Wert von BMWK und AGEE-Stat (2025) kann der Anteil von Biogas & Biomethan (ca. 65 %) und damit eine entsprechende Zeitreihe des bereits genutzten Biogaspotentials und schließlich das restliche freie Potential biogasbasierter Stromerzeugung abgeleitet werden. Dies kann zur folgenden Substitution genutzt werden. Durch die in den O45-Szenarien vorgesehene signifikante Absenkung der BGA-Erzeugung nimmt auch das bereits genutzte Potential (auch nach 2035) entsprechend ab.

Wärmeszenarien

Analog zu den Stromszenarien wird auch für die Wärmeproduktion ein Wirkungsgrad (thermischer Wirkungsgrad, VOV) von 48 % zugrunde gelegt. Das Gesamtpotential bei konstantem Bestand beträgt 2025 40 TWh_{th} und steigt bei Nutzung freier Reststoffe bis 2035 auf 56 TWh_{th}.

Bei einer Bestandsabnahme von 33 % und der zusätzlichen Reststoffnutzung liegt das Potential 2025 ebenfalls bei 40 TWh_{th} und erhöht sich bis 2035 auf 42 TWh_{th}.

Bei der Ableitung des freien Wärmepotentials wird bei einem Vergleich der (in beiden O45-Szenarien nahezu identischen) Fernwärmeerzeugung „Biomasse KWK“ mit den Werten von BMWK und AGEE-Stat (2025) für „biogene Festbrennstoffe“ in Wärmenetzen ersichtlich, dass kein Biogas & Biomethan für Fernwärme genutzt wird. Der abzuziehende (bereits genutzte) Anteil ist daher null und das freie Potential entspricht dem Gesamtpotential.

Biomethanszenarien

Die Rahmenannahmen für die Biomethanpotentiale umfassen eine vollständige Umstellung der bestehenden Vor-Ort-Verstromung (VOV) auf die Biogasanlagenaufbereitung (BGAA) bis 2035. Das heißt, es wird ein lineares Phase-in des Potentials bis 2035 angenommen. Dabei wird wie im Stromszenario jeweils von einem konstanten Bestand und einem Rückgang um 33 % ausgegangen. In beiden Fällen erfolgt die o. a. zusätzliche Reststoffnutzung.

Das freie Biomethanpotential wird durch Abzug von 6,3 % (Anteil der Aufbereitung nach BMWK und AGEE-Stat (2025)) der in LFS 3 ausgewiesenen Biomassewerte bestimmt. Auch hier nimmt das bereits genutzte Potential (auch nach 2035) durch die in den O45-Szenarien vorgesehene Absenkung der Aufbereitung entsprechend ab. Die Biomethaneffizienz wird mit 98 % angesetzt.

Variante Biomethanpotential ohne H₂-Zugabe

In der Variante ohne Wasserstoff-zugabe wird das Biomethanpotential durch die o. g. vollständige Umstellung (lineares Phase-in) bis zum Jahr 2035 modelliert:

- Bei konstantem Bestand steigt das Potential von 0 auf 80 TWh_{th} bis 2035.
- Die Bestandsabnahme von 33 % erfolgt ebenfalls bis 2035, wobei das gesamte Potential von 0 auf 53 TWh_{th} ansteigt.
- Das zusätzliche Reststoffpotential entwickelt sich ebenfalls linear von 0 auf 31 TWh_{th} bis 2035.

In dieser Variante stehen aus dem Prozess der Aufbereitung entsprechende Mengen an CO₂ für eine Vermarktung zur Verfügung.

Variante Biomethanpotential mit H₂-Zugabe

In der Variante mit Wasserstoffzugabe wird das Biomethanpotential durch die Erhöhung des Methangehalts im Biogas von 60 % auf 95 % gesteigert, was zu einer signifikanten Gesamtpotentialerhöhung führt. Die Entwicklung der Potentiale erfolgt ebenfalls linear bis 2035:

- Bei konstantem Bestand steigt das Potential von 0 auf 127 TWh_{th}.
- Bei einer Bestandsabnahme von 33 % erhöht sich das Potential von 0 auf 84 TWh_{th}.
- Das zusätzliche Reststoffpotential wächst von 0 auf 49 TWh_{th}.

3.2.2.3 Zwischenfazit biogenes Potential

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der genannten Werte.

Tabelle 4: Biogenes Potential in verschiedenen Verwendungen

	2025	Kennzahl o.ä.	2035
Biogenes Potential			
Anlagenbestand	83,85 TWh _{th}	Konstant	83,9 TWh _{th}
Anlagenbestand	83,85 TWh _{th}	-33% (lin.)	55,9 TWh _{th}
Reststoffe	0	Erschließung (lin.)	31,8 TWh _{th}
VOV-Strompotential (el. Wirkungsgrad: 40%)			
Anlagenbestand	33,5 TWh _{el}	Konstant	33,5 TWh _{el}
Anlagenbestand	33,5 TWh _{el}	-33% (lin.)	22,4 TWh _{el}
Reststoffe	0	Erschließung (lin.)	12,7 TWh _{el}
Freies VOV-Potential nach Abzug LFS3-Nutzung (65%)			
Bestand (konstant) & Reststoffe	6,3 TWh _{el}		28,1 TWh _{el}
Bestand (-33%) & Reststoffe	6,3 TWh _{el}		16,9 TWh _{el}
VOV-Wärmepotential Fernwärmenetze (therm. Wirkungsgrad: 48%)			
Anlagenbestand	40,2 TWh _{th}	Konstant	40,2 TWh _{th}
Anlagenbestand	40,2 TWh _{th}	-33% (lin.)	26,8 TWh _{th}
Reststoffe	0	Erschließung (lin.)	15,3 TWh _{th}
Freies Biomethanpotential (BGA-Wirkungsgrad: 98%, Abzug LFS3-Nutzung: 6%)			
Ohne H₂-Zugabe			
Anlagenbestand	0	Komplettumstellung, konstant	80,4 TWh _{th}
Anlagenbestand	0	Komplettumstellung, -33% (lin.)	53,1 TWh _{th}
Reststoffe	0	Erschließung (lin.)	31,2 TWh _{th}
Freies Biomethanpotential (BGA-Wirkungsgrad: 98%, Abzug LFS3-Nutzung: 6%)			
Mit H₂-Zugabe			
Anlagenbestand	0	Komplettumstellung, konstant	127,4 TWh _{th}
Anlagenbestand	0	Komplettumstellung, -33% (lin.)	84,0 TWh _{th}
Reststoffe	0	Erschließung (lin.)	49,4 TWh _{th}

Quelle: eigene Berechnungen

3.3 Biogenes Potential & Infrastrukturen: GIS-Analysen

3.3.1 Biogasaufbereitung und Gasnetze

3.3.1.1 Vorgehen

Die Datenbasis für die Erfassung der Biogas- und Biomethananlagen wurde aus dem Marktstammdatenregister (MaStR) entnommen (Datenstand 7.1.2025). Für Biogas wurde die Tabelle „biomass_extended“ herangezogen. Zur Sicherstellung der Datenqualität und Relevanz wurden folgende Filterkriterien angewandt: Es wurden ausschließlich Anlagen berücksichtigt, die sich im Betriebsstatus „In Betrieb“ befinden, um nur aktuell aktive Anlagen zu erfassen. Zudem wurden nur Anlagen berücksichtigt, bei denen der Hauptbrennstoff „Biogas“ ist, um die

Analyse auf die relevante Biomassequelle zu fokussieren. Zwecks Verbesserung der Datenkonsistenz und zur Reduktion von Doppelzählungen wurden die einzelnen Anlageneinheiten anhand ihrer geografischen Koordinaten zusammengefasst. Dabei wurden Einheiten mit identischen Koordinaten (d. h. exakt gleiche geografische Lage) zu einer einzigen Anlage aggregiert, wobei die jeweiligen Leistungen der einzelnen Einheiten summiert wurden, um die Gesamtleistung der Anlage zu bestimmen. Darüber hinaus wurden Anlagen, die sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden, ebenfalls zu einer gemeinsamen Anlage zusammengefasst. Für die Analyse der Biomethananlagen wurde die Tabelle „gas_producer“ verwendet, welche Informationen zu Gasproduktionsanlagen enthält. Nur Anlagen, die explizit die Technologie „Biomethan-Erzeugung“ aufweisen, wurden in die Auswertung einbezogen, um eine klare Abgrenzung zu anderen Gasproduktionsarten zu gewährleisten. Zur Quantifizierung der Produktionskapazität wurde die Bruttoleistung der Anlagen herangezogen. Diese wurde aus der in der Tabelle angegebenen Erzeugungsleistung mit einem Faktor von 0,4 abgeleitet (Rückrechnung VOV zu Biomethan).

Daten zu den Gasdurchleitungsabschnitten wurden der sog. VGE-Gasnetz Karte entnommen. Für die Analyse wurden die Layer „Durchleitungsabschnitte“ herangezogen, welche die einzelnen Gasleitungsabschnitte innerhalb des Netzes darstellen. Bei der Auswahl der Anlagen wurden nur solche berücksichtigt, deren Status nicht „außer Betrieb“ ist, um nur aktive und funktionierende Gasleitungen in die Analyse einzubeziehen. Dies gewährleistet eine realistische Abbildung des aktuellen Gasleitungsnetzes und seiner Kapazitäten.

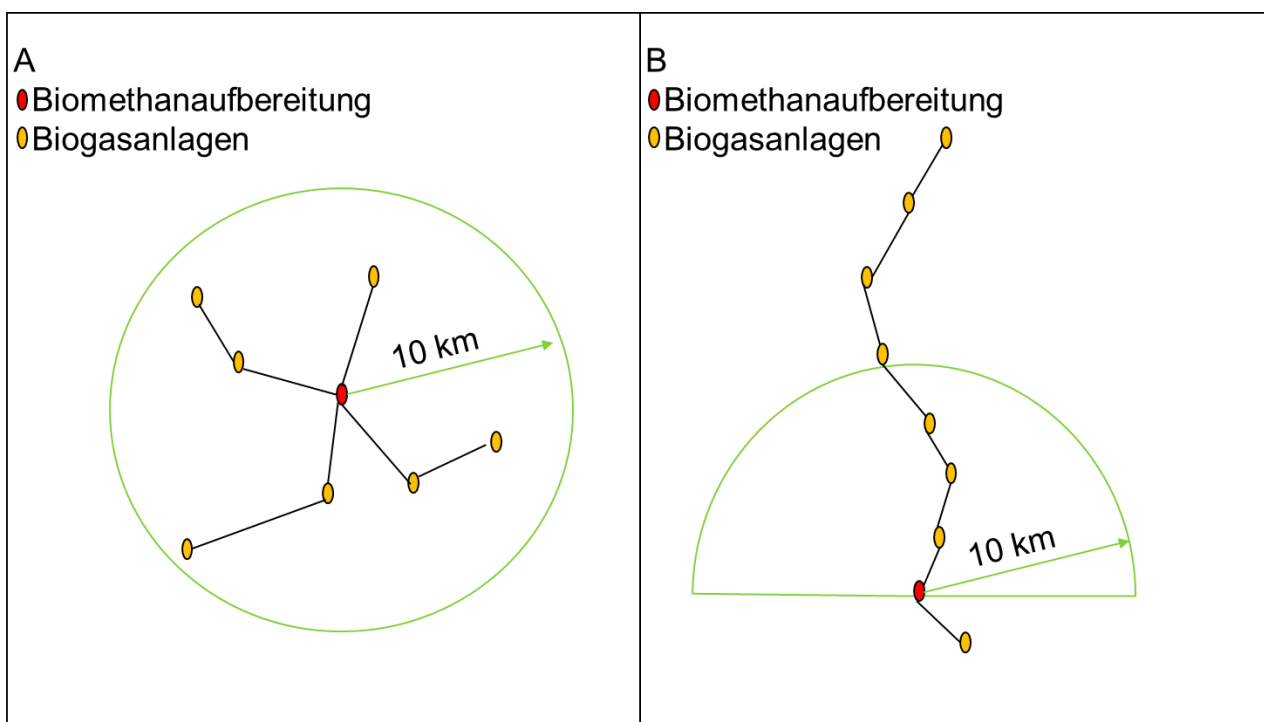


Abbildung 17: Bild A: Zentrale Aufbereitungsanlage, maximale Entfernung der Biogasanlagen 10 km;
B: keine Begrenzung der Entfernung Biogasanlage / Aufbereitungsanlage

Quelle: eigene Berechnungen

Anhand weiterer Schritte (Datenaufbereitung, Clusterbildung, Entfernung zu Gasnetz etc.) wurden letztlich die räumliche Verteilung und die Erreichbarkeit der Anlagen abgeschätzt. Die

resultierenden Daten wurden anschließend unter verschiedenen Gesichtspunkten ausgewertet und visualisiert, um potenzielle räumliche Zusammenhänge und Vernetzungsmöglichkeiten zu identifizieren.

Zur Ermittlung, welche Biogasanlagen in Deutschland für eine gemeinsame Aufbereitung mittels Rohgasnetz zusammengeschlossen werden können, ist die Definition unterschiedlicher Parameter notwendig. Aufbauend auf den Ergebnissen einer vorherigen Studie (Dotzauer et al. 2021, Abschnitt 2.2.3; basierend auf: Matschoss et al. 2020) wurden folgende Parameter verwendet: Mittelpunkt waren bestehende Biomethananlagen. Diese bildeten ein positives Cluster, wenn die im Umkreis von 10 km befindlichen Biogasanlagen in deren Summe > 5 MW_{el} Leistung erzielten. Dabei gab es keine Begrenzung der Rohgasnetzlänge, Anlagenzahl oder eines Kostenfaktors. Nur Anlagen mit einer Leistung < 375 kW_{el} wurden ausgeschlossen.

Unter diesen Vorgaben wurden 225 Cluster identifiziert mit einer Gesamtleistung von 1,12 GW_{el}. Insgesamt war für 1.683 Biogasanlagen ein Zugang mittels Clusterung ans Erdgasnetz theoretisch möglich.

Im Vergleich zu dem genannten Modell wurde bei dem neuen Modell auf eine Radiusbeschränkung verzichtet. In dem aktuellen Ansatz sind somit Cluster, die beispielsweise aus „Anlagenketten“, die in langen Netzen Nord-Süd oder West-Ost miteinander verbunden sind, möglich (vgl. Abbildung 17).

Unter den Vorgaben: Einspeiseleistung > 5 MW_{el} je Cluster, Einspeiseanlage 0 m vom Gasnetz entfernt, Biogasanlagenmindestleistung > 370 kW und keine Begrenzung eines Radius um die Einspeiseanlage (vgl. Abbildung 17) können 177 Cluster identifiziert werden. Insgesamt sind dies 1.173 Biogasanlagen mit einer Leistung von 1,74 GW. Davon haben alle Cluster eine bestehende Biogasaufbereitungsanlage als Einspeisepunkt. Dennoch konnten trotz der geringeren Clusterzahl die Anzahl der Biogasanlagen und die Gesamtleistung erhöht werden.

Aufbauend auf dieses Szenario wurden weitere Parameter und deren Auswirkung auf das Potential der Cluster, die wiederum aus Anlagenzahl und Gesamtleistung bestehen, untersucht. Im ersten Schritt wurde der Parameter „Mindestleistung eines Clusters“ untersucht. Bei einer Reduktion von 5 MW auf 2,5 MW steigt die Zahl der Cluster von 177 auf 195. Das Potential der Biogasanlagen erhöht sich auf 1.217 (+44) und die installierte Leistung auf 1,78 GW (+0,04 GW).

Im nächsten Schritt werden neben bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen auch alle bestehende Biogasanlagen – unter der Annahme, dass diese BGAA umgerüstet werden können – als Kern eines Clusters zugelassen. Damit ergeben sich weitere Cluster und entsprechend ergibt sich eine weitere mögliche Steigerung der Biomethaneinspeisung ins Gasnetz.

In Tabelle 5 sind die maximalen Entfernungen zum Gasnetz und die daraus resultierenden Clusterzahlen, die Biogasanlagenzahl und die Gesamtleistung (elekt.) angegeben. Dabei zeigt sich, dass die Differenzen (Clusterzahl usw.) zwischen 0 m und 200 m gering sind. Ab 300 m Entfernung ist eine kontinuierliche Erhöhung des Potentials um je rund 120 Anlagen bzw. rund 0,12 GW je 100 m festzustellen. Ab einer Entfernung von 1,8 km ist nur noch eine geringe Leistungssteigerung ersichtlich.

Tabelle 5: Clusterzahl und Leistung in Abhängigkeit der Entfernung zum Gasnetz.

Entfernung zum Gasnetz max. [m]	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttolleistung [GW _{el}]
0	195	1217	1,776
50	195	1217	1,776
100	201	1250	1,799
200	210	1296	1,846
300	228	1400	1,956
400	246	1506	2,060
500	270	1647	2,195
600	296	1793	2,364
700	317	1923	2,489
800	337	2052	2,609
900	362	2188	2,741
1000	367	2266	2,812
1200	408	2433	2,983
1400	431	2511	3,076
1600	450	2593	3,168
1800	478	2720	3,311
2000	488	2760	3,352
2500	523	2917	3,504

Quelle: eigene Berechnungen

In Abbildung 18 ist zu erkennen, dass bei einer maximalen Entfernung von 1,8 km zum Gasnetz neben der Erweiterung von bestehenden Biomethananlagen auch Cluster gebildet werden, bei denen derzeit noch keine Biomethananlage bzw. Aufbereitungsanlage existiert.



Abbildung 18: Mögliche Anlagencluster in Deutschland. (rot: mit bestehenden Biomethananlagen; blau: ohne Bestandsbiomethananlagen)

Quelle: eigene Berechnungen

Neben den Parametern Cluster-Mindestleistung und Abstand zum Gasnetz wurden weitere Parameter untersucht:

- Rohgasnetzlänge
- Max. Anlagenzahl je Cluster
- Mindestleistung je Anlage

Jede Vorgabe der einzelnen Parameter ergibt unterschiedliche Clusterstrukturen. Um diese besser miteinander zu vergleichen, wurden zunächst einzelne Parameter festgelegt. Aus den vorherigen Vergleichen hat sich gezeigt, dass bis zu einem Abstand zum Gasnetz von 1,8 km

der größte Zuwachs gemessen wurde. Dieser Abstand ist Grundlage für die folgenden Vergleiche.

Eine Änderung der Mindestleistung des Clusters zeigt, dass bei Änderungen unter bzw. über 2,5 MW Mindestleistung, insbesondere bei der erhöhten Leistungsanforderung, das Potential zum Referenzszenario erheblich absinkt (vgl. Tabelle 6). Clusterleistungen unter 2 MW wurden aus wirtschaftlichen Gründen nicht betrachtet. Bei einer geringeren Mindestleistung werden mehr Cluster ermittelt. Die Gesamtleistung steigt dabei um rund 18 % (vgl. 2,5 und 5 km).

Tabelle 6: Cluster in Abhängigkeit der Mindestleistung bei < 1,8 km zum Gasnetz.

	Mindestleistung Cluster [kW]	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttolleistung [GW _{el}]
	2000	533	2863	3,432
Referenz	2500	478	2720	3,311
	5000	299	2077	2,7
	7500	200	1601	2,185

Quelle: eigene Berechnungen

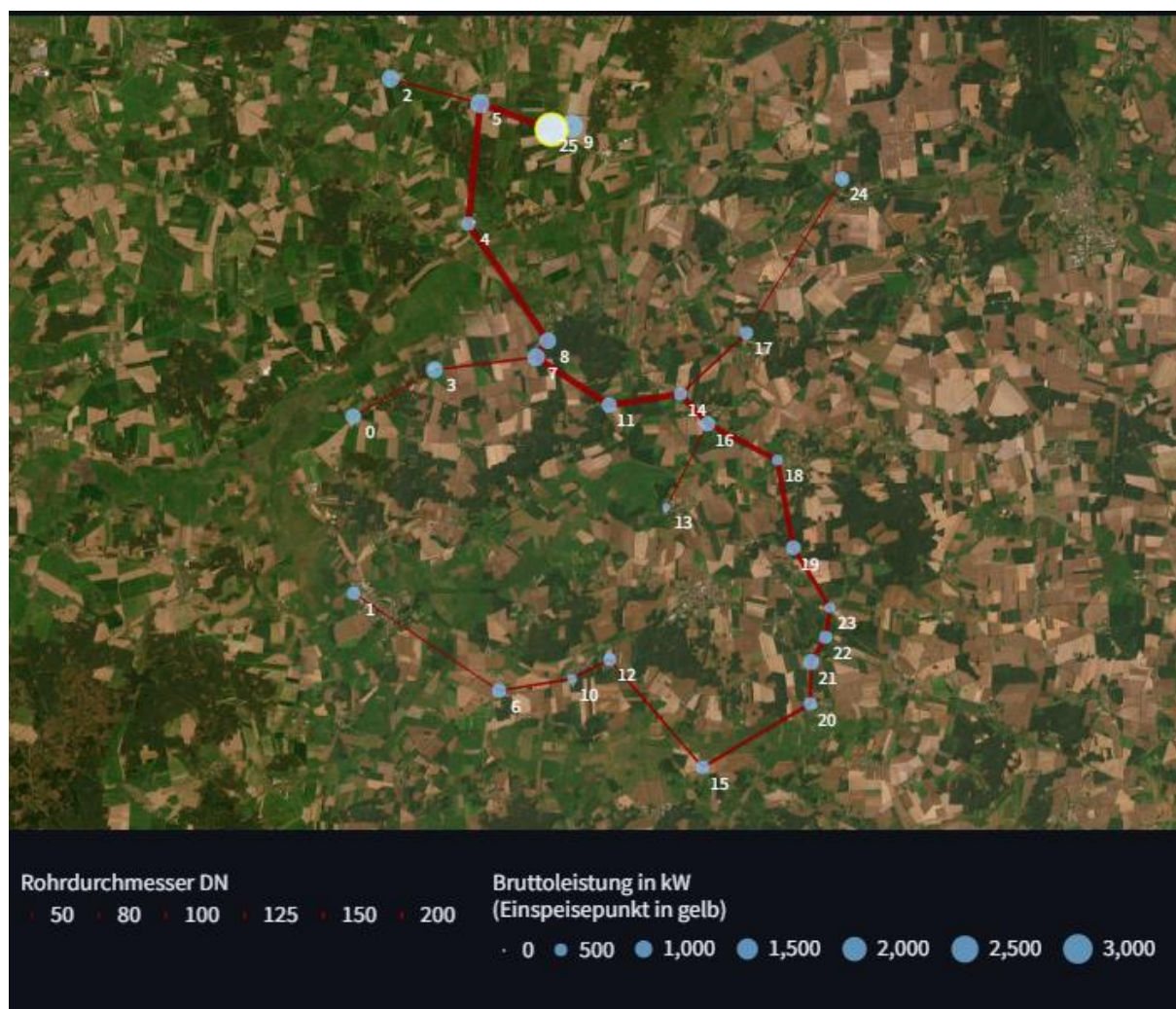


Abbildung 19: Cluster mit BGA >150 kW

Quelle: eigene Berechnungen

Mit der Änderung der Mindestleistung der einzelnen Biogasanlagen < 370 kW steigen das Potenzial der möglichen Anlagen sowie die zu erreichende Gesamtleistung. Dabei besteht das Risiko, dass in einem Cluster separate Rohgasleitungen für eine kleine Biogasanlage zur Erschließung notwendig sind, was aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten unrentabel ist. In Abbildung 19 wird dies am Beispiel der Anlage Nummer 13 sichtbar. Für diese Anlage < 200 kW müsste eine Rohgasleitung plus Verknüpfungspunkt von 3,3 km erschlossen werden.

Daher wird trotz des höheren Potentials (vgl. Tabelle 7) für die weiteren Szenarien eine Mindestleistung von 370 kW je Biogasanlage angesetzt.

Tabelle 7: Cluster in Abhängigkeit der Biogasanlagenleistung bei < 1,8 km zum Gasnetz und Clusterleistung von 2,5 MW.

	Mindestleistung je Biogasanlage [kW]	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttolleistung [GW _{el}]
Referenz	370	478	2720	3,311
	350	485	2923	3,448
	300	504	3165	3,615
	250	513	4328	4,318
	200	510	4847	4,582
	150	502	5852	5,113

Quelle: eigene Berechnungen

In einem Cluster können unterschiedlich viele Biogasanlagen sein. Dies ist lokal sehr unterschiedlich. Diese Anzahl kann auch als Parameter begrenzt werden. Ausgehend von dem Referenzszenario mit maximal 60 Biogasanlagen je Cluster ist in Tabelle 8 zu erkennen, dass die meisten Cluster aus weniger als 10 Anlagen bestehen. Bei einer Maximalzahl von fünf Biogasanlagen kann immer noch über 70 % der zuvor ermittelten Gesamtleistung erschlossen werden.

Tabelle 8: Cluster in Abhängigkeit der Biogasanlagenzahl bei < 1,8 km zum Gasnetz, Clusterleistung von 2,5 MW und 370 kW Mindestleistung.

	Maximalzahl Biogasanlage je Cluster	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttolleistung [GW _{el}]
Referenz	60	478	2720	3,311
	50	478	2720	3,311
	40	478	2720	3,311
	30	479	2709	3,302
	20	477	2694	3,283
	10	498	2590	3,181
	5	564	2216	2,849

Quelle: eigene Berechnungen

Einzelne Parameter führen dazu, dass sich die Clusterzahl zwar erhöht, aber die Zahl der Biogasanlagen wie auch die Gesamtleistung kaum Veränderungen zeigen. Dies ist in Tabelle 9 bei der Begrenzung der Rohgasnetzlänge zwischen 140 km und 80 km dargestellt. Die größten Veränderungen treten im Vergleich dazu bei einer maximalen Rohgaslänge von 10 und 5 km ein. Dabei sind die Auswirkungen auf die Anlagenzahl größer als im Verhältnis zur Gesamtleistung.

Tabelle 9: Cluster in Abhängigkeit der Rohgasleitungslänge.

	Maximale Länge Rohgasnetz [km]	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttoleistung [GW _{el}]
Referenz	140	478	2720	3,311
	120	480	2725	3,318
	100	483	2721	3,302
	80	489	2718	3,295
	60	494	2682	3,258
	50	504	2646	3,227
	40	511	2602	3,181
	30	516	2475	3,061
	20	532	2256	2,873
	10	504	1674	2,378
	5	421	1052	1,837

Quelle: eigene Berechnungen

3.3.1.2 Referenz-Cluster Gasnetze & best practice

Bei den dargestellten Variationen der Parameter zeigt sich, dass viele Parameter weit von den Referenzvorgaben abweichen können, ohne große Auswirkungen auf die Gesamtleistung oder Anlagenzahl zu haben. In dem folgenden Szenario werden mehrere Parameter so gewählt, dass nur Cluster gezogen werden, die in der Praxis eine hohe Wahrscheinlichkeit zur schnellen Umsetzung haben. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine Umsetzung von einer geringen Anlagenzahl und einer kurzen Rohgaslänge profitiert.

Unter diesen eingeschränkten Bedingungen zeigt sich in Tabelle 10, dass zunächst die zusätzliche Einschränkung der Anlagenzahl zu der Einschränkung Rohgasnetzlänge (vgl. Tabelle 9) nur eine geringe Änderung ergibt. Im direkten Vergleich zum Referenzszenario können unter der Einschränkung nur rund 38 % der Biogasanlagen in Cluster einbezogen werden. Dennoch ist die Gesamtleistung immer noch über 55 %. Bei zusätzlicher Reduktion der Entfernung von der Aufbereitungsanlage bis zum Gasnetz von 1,8 km auf 1 km sinkt das Potential der möglichen Biogasanlagen auf unter ein Drittel zu dem Referenzszenario. Die mögliche Gesamtleistung liegt weiter über 44 %.

Tabelle 10: Clusterzahlen unter Einschränkung mehrerer Parameter.

Mindestleistung Cluster [kW]	Rohgas Netzlänge [km]	Anlagenzahl je Cluster max.	Entfernung zum Gasnetz max. [m]	Anzahl Cluster	Anzahl BGA	Bruttoleistung [GW _{el}]
2500 Referenz	140	60	1800	478	2720	3,311
2500	5	5	1800	420	1043	1,83
2500	5	5	1000	318	776	1,443

Quelle: eigene Berechnungen

In Bezug auf den gesamten deutschen Biogasanlagenbestand können bei dem Szenario „Entfernung Gasnetz 1800 m“ 10 % der Biogasanlagen einbezogen werden bzw. kann eine Gesamtleistung von 26 % erreicht werden. Mit einer zusätzlichen Entfernungsreduktion auf einen Kilometer stehen 8 % des gesamten Biogasanlagenbestandes für Cluster zur Verfügung. Die

erzielte Leistung beträgt 21 %. Von den ermittelten 318 Clustern sind 222 Cluster an derzeit bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen (vgl. Abbildung 20).



Abbildung 20: Mögliche Anlagencluster in Deutschland, die aus 5 Biogasanlagen bestehen und das Rohgasnetz 5 km lang ist (blau: mit bestehenden Biomethananlagen; rot: ohne Bestandsbiomethananlagen)

Quelle: eigene Berechnungen

3.3.2 VOV-Wärmepotential und Fernwärmenetze

Aktuell ist eine genaue Aussage, wie viel Wärme von Bestandsbiogasanlagen genutzt wird bzw. genutzt werden kann, nicht möglich. Für den zukünftigen Betrieb, insbesondere von Biogasanlagen im Stromsektor, ist eine wirtschaftliche Wärmenutzung zwingend erforderlich. Dabei sind individuelle Einzellösungen wie beispielsweise die Versorgung von Gewächshäusern, Algen- und Fischzuchtanlagen oder Einzelabnehmern wie Schwimmbad oder Hofkäserei möglich. Am verbreitetsten ist die Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen. An diesem Punkt wird im Folgenden angesetzt. Dabei wird anhand aktueller Zensusdaten abgeglichen, welche Biogasanlagen in einer definierten Nähe zu einem bestehenden Wärmenetz liegen. Aufbauend auf den Clusteruntersuchungen werden alle Biogasanlagen, die nicht in ein „Biomethancluster“ fallen, untersucht, ob sie in der Nähe eines Wärmenetzes liegen. Für die Analyse des Potentials an Biogasanlagen, die in einer Nähe zu Wärmenetzen liegen, wurde im ersten Schritt das Gesamtpotential ohne Berücksichtigung der Cluster ermittelt. Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse aus Tabelle 10 untersucht, welche Wärmenetze in unterschiedlichen Abständen liegen.

Bei der Betrachtung von potenziellen Anlagen für die Versorgung eines vorhandenen Wärmenetzes wurde unterschieden zwischen dem Einbezug aller Anlagen und Anlagen ab einer Leistung von > 250 kW. Zusätzlich wurde in Tabelle 11 als Variable die Entfernung von der Anlage zum Wärmenetz gewählt. Mit wachsender Entfernung zum Wärmenetz nimmt das Potential an Anlagen zu. Je größer die Entfernung, desto größer muss auch die Biogasanlage bzw. der

von ihr zur Verfügung gestellte Wärmeleistung sein. Bei einer Entfernung von 3 km ist eine Anlagenzahl von 2721 Anlagen (Anlagen > 250 kW) möglich. Dies sind rund 27 % des gesamten deutschen Biogasanlagenbestandes.

Tabelle 11: Biogasanlagen in der Nähe von bestehenden Wärmenetzen.

Max Entfernung (m)	Kumulierte Anzahl	Anzahl ab 250 kW	Kumulierte Leistung (GW)	Leistung ab 250 kW (GW)
500	961	830	0,741	0,724
1000	1497	1274	1,326	1,297
1500	1948	1630	1,783	1,743
2000	2403	1959	2,232	2,178
2500	2935	2348	2,625	2,553
3000	3438	2721	3,015	2,927
3500	3950	3078	3,334	3,226
4000	4459	3443	3,713	3,588

Quelle: eigene Berechnungen

Für das Referenzszenario aus Tabelle 10 könnten 1743 Biogasanlagen, die nicht in einem der Biomethancluster sind, an ein Wärmenetz angeschlossen werden (vgl. Tabelle 12). Allgemein ist festzustellen, je weniger Anlagen für ein Biomethancluster zur Verfügung stehen, desto größer ist das Potential für den Anschluss an ein Wärmenetz.

Tabelle 12: Anzahl an Biogasanlagen für Wärmenetze und keine Clusterung für CH₄-Aufbereitung.

Szenario	Max. Entfernung Wärmenetz (m)	Kumulierte Anzahl BGA	BGA ab 250 kW _{el}	Kumulierte Leistung (GW _{el})	Leistung ab 250 kW (GW _{el})
Referenz	3000	2460	1743	1,369	1,281
5 BGA, 5 km Rohgasnetz, < 1,8 km bis Erdgasnetz	3000	2979	2262	1,836	1,747
5 BGA, 5 km Rohgasnetz, < 1 km bis Erdgasnetz	3000	3109	2392	2,032	1,944

Quelle: eigene Berechnungen

In den Szenarien „kurzes Rohgasnetz und Abstand von 1,0–1,8 km zum Erdgasnetz“ besteht für 2262 bis 3109 Biogasanlagen eine Wärmenetz im Umkreis von 3 km. Das heißt für 22–31 % der Biogasbestandsanlagen ist eine Wärmenutzung gegebenenfalls möglich.

3.3.3 Zusammenfassung GIS-Analyse: Das infrastrukturelle Potential

Bei den einzelnen GIS-basierten Analysen zeigt sich, dass eine Vielzahl an Variablen vorhanden sind und jede einzelne einen großen Einfluss auf das zur Verfügung stehende Potential hat. Weitere Faktoren wie Kosten oder Topologie konnten nur zum Teil oder gar nicht berücksichtigt werden. Die ermittelten Ergebnisse dienen als Orientierungswerte, die für eine genauere Quantifizierung weiterer Untersuchungen bedürfen.

In der Summe (Tabelle 13) bestehen für rund 3.100–5.200 Biogasanlagen vergleichsweise gute Bedingungen für die Integration in ein Biomethancluster oder zu einem Wärmenetz. Dies

entspricht einer Menge von 31–51 % des Anlagenbestandes. Bezogen auf die aktuelle Leistung des Bestandes werden je nach Szenario 50–67 % mittels Cluster und Wärmenetz abgedeckt.

Tabelle 13: Gesamtpotential Summe Cluster + Wärmenutzung (Anlagenzahl und -leistung).

Szenario	Kumulierte Anzahl BGA	BGA ab 250 kW	Kumulierte Leistung (GW_{el})	Leistung ab 250 kW (GW_{el})	Kumulierte Erzeugung (TWh_{el})	Kumulierte Erzeugung (TWh_{el}) ohne $\leq 250\text{-kW}$ -Anlagen
Referenz Cluster + Wärmenetz	5180	4463	4,68	4,59	68.128	66.846
5 BGA, 5 km Rohgasnetz, < 1,8 km bis Erdgasnetz + Wärmenetz	4022	3305	3,67	3,58	53.343	52.076
5 BGA, 5 km Rohgasnetz, < 1 km bis Erdgasnetz + Wärmenetz	3885	3168	3,47	3,38	50.576	49.294

Quelle: eigene Berechnungen

Gemäß Referenzfall der Gasnetzanalyse (Tabelle 14) bestehen für BGA mit insg. 3,31 GW_{el} installierter Leistung vergleichsweise gute Voraussetzungen zur Umstellung auf eine Biogasaufbereitung mit Gasnetzanschluss. Dies entspricht einem Biogaspotential von 48,230 TWh_{el} oder 59 % des o. g. Biogaspotentials, das für eine Umrüstung (Biomethanhochlauf) zur Verfügung stünde. Die unter diesen Umständen verbleibende VOV-Kapazität mit vergleichsweise guten Voraussetzungen zum Anschluss an ein Wärmenetz beläuft sich auf eine installierte Leistung von 1,28 GW_{el} bzw. 1,53 GW_{th} . Mit Blick auf die Wärme entspricht dies 8,936 TWh_{th} oder 22 % des Biogaspotentials.

Tabelle 14: Infrastrukturelle Potentiale Gas- & Wärmenetze

	Install. Kapazität GW_{el}	Install. Kapazität GW_{th}	Infrastrukturelles Potential TWh_{th}	Anteil Gesamtpotential
Referenz Gas-Cluster (Biomethan)	3,31		48,230 (Biogas)	59%
Referenz Wärmenetze (VOV-Wärme)	1,28	1,53	8,936 (KWK)	22%

Quelle: eigene Berechnungen

Insgesamt bestehen somit in der Referenzkonstellation für BGA mit einer installierten Leistung von 4,59 GW_{el} vergleichsweise gute Voraussetzungen zum Wechsel in die Biogasaufbereitung mit Anschluss an ein Gasnetz (59 %). Für weitere 22 % des Gesamtbestandes, die keinen Zugang ans Gasnetz haben, besteht die Möglichkeit des Anschlusses an ein Wärmenetz. Von den Bestandsanlagen konnte für 19 % weder die Nähe zu einem Cluster oder einer Erdgasleitung noch zu einem vorhandenen Wärmenetz festgestellt werden.

Zur Methodik ist anzumerken, dass das gewählte Vorgehen die Anschlussmöglichkeiten an Wärmenetze (22 % des Gesamtbestandes) unterschätzt. Zunächst handelt es sich um eine Momentaufnahme der aktuellen infrastrukturellen Gegebenheiten. Weiter kommt der Biogasaufbereitung aufgrund ihrer Multifunktionalität (sowohl energetische wie stoffliche Nut-

zungsmöglichkeit) eine besondere Bedeutung zu und damit auch dem Erhalt zumindest relevanter Teile der Gasnetze. Allerdings stehen mit Blick auf die Gasnetze die politisch-regulatorischen Zeichen auf Stilllegung bzw. Umbau zu H₂-Netzen (vgl. Abschnitt 9.3 und beispielhaft Agora Energiewende (2023)). Daher erfolgte die GIS-Analyse für Wärmenetze in Abhängigkeit der vorangegangenen Gasnetzanalyse, d. h., dem Gasnetzanschluss wurde in dem Sinne der Vorrang eingeräumt, dass Kapazitäten, bei denen beide Möglichkeiten bestanden, dem Gasnetzanschluss zugeordnet wurden. Daraus folgt eine vergleichsweise geringe Anschlussrate an derzeit vorhandene Wärmenetze. Politisch-regulatorisch stehen die Zeichen bei Wärmenetzen hingegen auf Zubau, da im Rahmen der gesetzlich verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung der Ausbau von Wärmenetzen als wichtige Option betrachtet wird. So ist zusätzlich zu erwarten, dass sich die Voraussetzungen zum Anschluss zukünftig auch verbessern werden.

4 Biogaspotential in der Vor-Ort-Verstromung (VOV)

4.1 Vorgehen

Im Folgenden wird beispielhaft dargestellt, wie die in Abschnitt 3.2 behandelten Biogaspotentiale zukünftig in verschiedenen Feldern der Energiewende (Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort, netzgebundene energetische und stoffliche Gasnutzung) genutzt werden könnten. Dazu werden sie mit den jeweiligen technischen Umwandlungseffizienzen bewertet und das Substitutionspotential mit Ergebnissen aus Szenarien verglichen. Es handelt sich somit um eine Partialanalyse anstatt einer Marktoptimierung o. ä. Auch von Fragen notwendiger Umrüstungen des aktuellen Biogasanlagenbestands (Überbauung etc.) wird hier abstrahiert. Ziel ist ein Vergleich der Energiemengen in den unterschiedlichen Verwendungsformen, um den möglichen Beitrag bzw. das rechnerische / summarische Substitutionspotential des Biogases in bestimmten entscheidenden Feldern der Energiewende darzustellen.

Als Vergleichsbasis werden Ergebnisse der Orientierungsszenarien „Strom“ und „Wasserstoff“ (O45-Strom, O45-H₂) der Langfristszenarien 3 (LFS 3) als ein politikleitendes Set an Szenarien, erstellt im Auftrag des BMWK, genutzt (vgl. Abschnitt 3.1). Beiden Szenarien liegt das Ziel der Erreichung von THG-Neutralität zugrunde. O45-Strom setzt auf eine weitgehende Elektrifizierung möglichst vieler Sektoren, O45-H₂ hingegen auf eine stärkere Wasserstoffnutzung. Die Ergebnisse sind als öffentlich verfügbar und in 5-Jahresschritten (2025, 2030, 2035, 2040, 2045) dargestellt. Zwischenwerte wurden für hiesige Zwecke linear interpoliert.

Im ersten Abschnitt wird dargestellt, welchen Beitrag die Vor-Ort-Verstromung (VOV) von Biogas zur Substitution in der Stromerzeugung leisten könnte. Dazu werden die oben beschriebenen Fälle des Biogaspotentials mit dem elektrischen Wirkungsgrad (VOV: 40 %) bewertet, das freie Potential abgeleitet und erst zur Substitution der erdgasbasierten, dann der H₂-basierten Stromerzeugung eingesetzt (Abschnitt 3.2.2.2). Dabei werden die Szenarien des Biogaspotentials und die O45-Szenarien so miteinander verschnitten, dass jeweils ein Fall hoher und niedriger Substitution entsteht. Im Fall hoher Substitution wird das hohe Biogaspotential (konstanter Bestand) der geringeren erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung (O45-H₂) gegenübergestellt und umgekehrt (Bestandsabnahme 33 %, O45-Strom).

4.2 VOV & Erdgas: Potentielle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung

Es erfolgt eine Gegenüberstellung des oben beschriebenen freien Biogaspotentials zur VOV (el. Energie) und den Modellergebnissen der LFS 3. Dabei ist die zeitliche Entwicklung der erdgasbasierten Stromerzeugung der des freien BGA-Potentials gegenübergestellt und ist die Differenz (Stromerzeugung minus Potential) gebildet. Wird die Differenz negativ, bedeutet dies ein verbleibendes Potential nach vollständiger Substitution.

In beiden Fällen (Abbildung 21 und Abbildung 22) übersteigt das im Zeitablauf steigende BGA-Potential die sinkende erdgasbasierte Stromerzeugung und es entsteht ein verbleibendes freies Potential. Aufgrund der anfänglich hohen erdgasbasierten Stromerzeugung und des erst im Zeitablauf steigenden BGA-Potentials (Phase-in der Reststoffnutzung) ist die Substitution anfangs niedrig und steigt im Zeitablauf. Im Fall hoher Substitution (O45-H₂ und konstanter Biogas-Bestand) könnten so im Jahr 2030 knapp 23 % und 2035 gut 55 % substituiert werden,

und im Jahr 2037 übersteigt das im Zeitablauf steigende BGA-Potential die sinkende erdgasbasierte Stromerzeugung. Im Fall geringer Substitution (O45-Strom und Biogas-Bestandsabnahme 33%) beträgt diese im Jahr 2030 12 % und in 2035 32 % und im Jahr 2039 würde das BGA-Potential die erdgasbasierte Stromerzeugung überstiegen. Das verbleibende Potential könnte z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung (s. u.) genutzt werden.

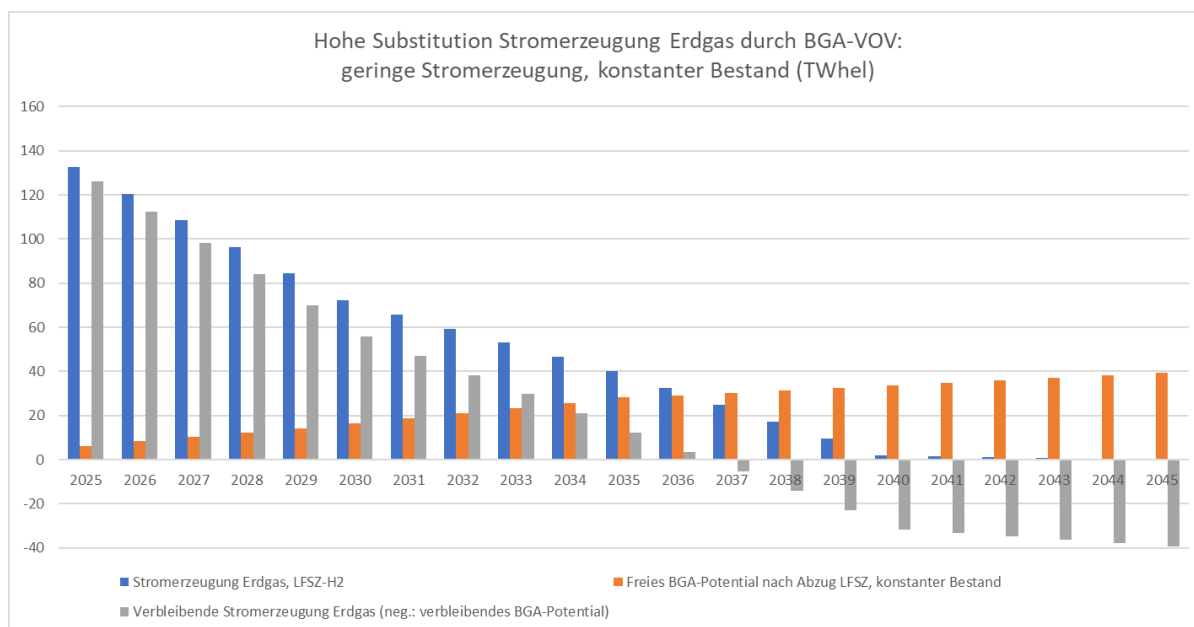


Abbildung 21: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

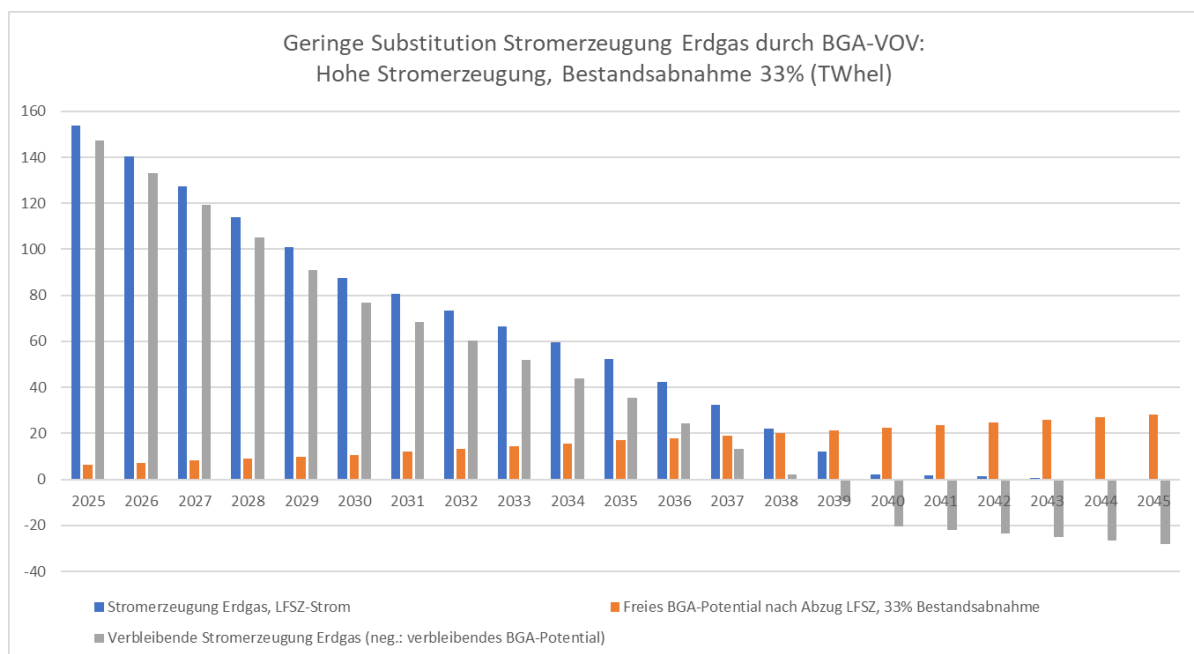


Abbildung 22: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

4.3 VOV & Wasserstoff: Potentielle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung

Analog zum obigen Vorgehen wird nun das *verbleibende* freie Potential der VOV *nach Erdgas-Substitution* der in den LFS 3 ausgewiesenen H₂-basierten Stromerzeugung gegenübergestellt. Die Fälle mit hoher und niedriger Substitution erfolgen in gleicher Szenarienkonstellation wie oben.

In beiden Fällen (Abbildung 23 und Abbildung 24) ist das Substitutionsprofil entgegengesetzt zu Erdgas, d. h., die H₂-basierte Stromerzeugung setzt im Laufe der 2030er Jahre ein und das verbleibende freie BGA-Potential folgt in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre. Im Fall hoher Substitution (O45-H₂, konstanter Biogas-Bestand) kann das BGA-Potential die H₂-basierte Stromerzeugung bereits zwei Jahre nach dem „Freiwerden“ vollständig substituieren und es verbleibt ein weiteres freies BGA-Potential. Im Fall geringer Substitution (O45-Strom, Biogas-Bestandsabnahme 33 %) setzt diese 2039 ein und kann grob die Hälfte der H₂-basierten Stromerzeugung ersetzen.

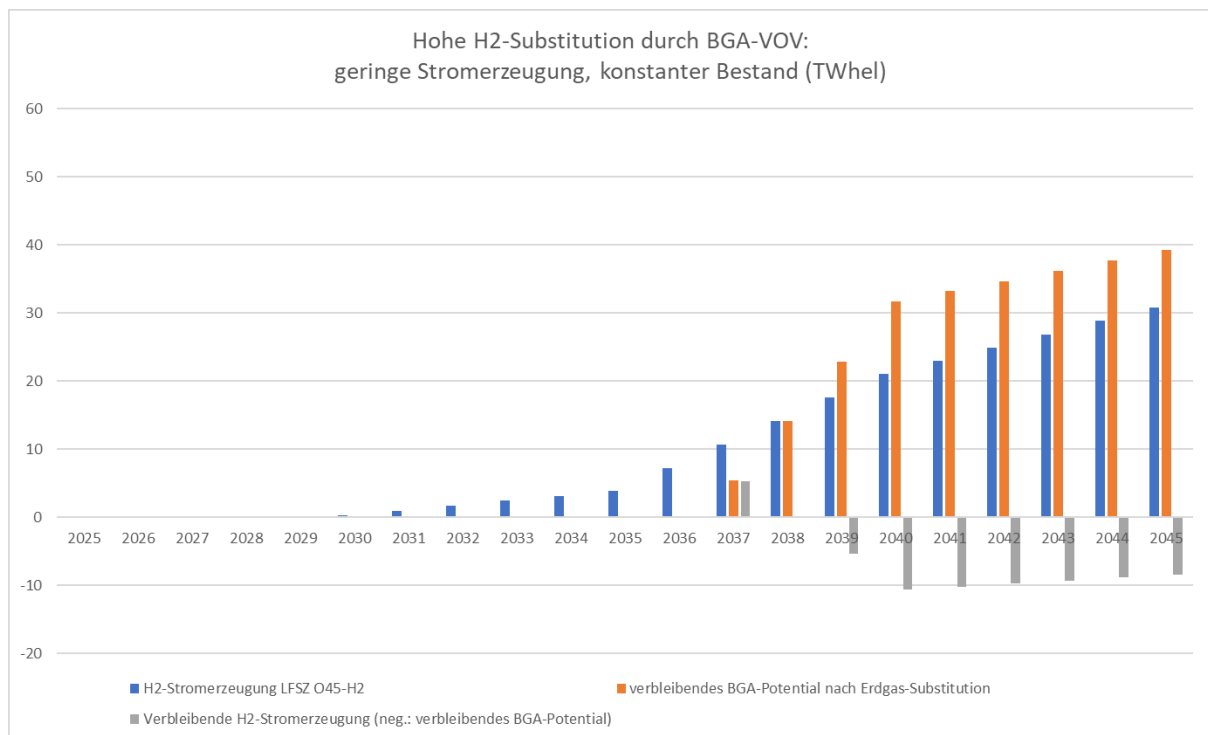


Abbildung 23: Hohe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

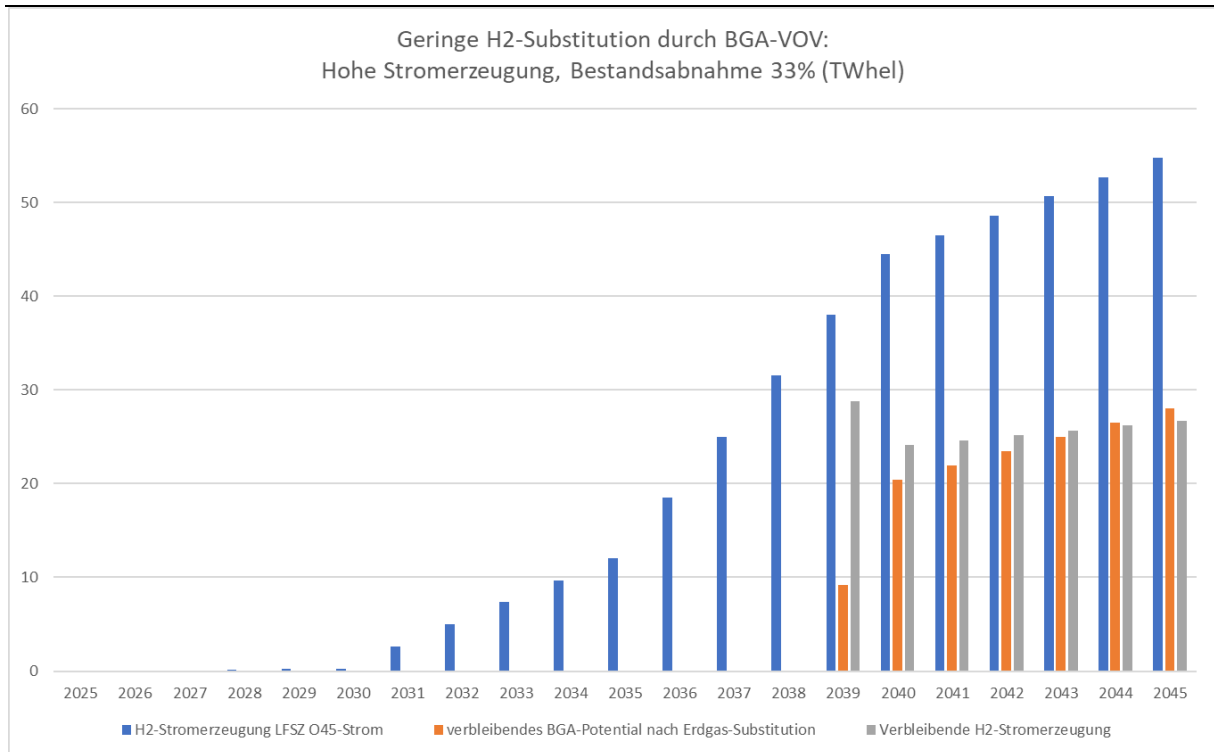


Abbildung 24: Geringe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Insgesamt wird deutlich, dass selbst nach Erdgas-Substitution ein relevanter Teil der H₂-basierten Stromerzeugung entweder nur vorübergehend oder gar nicht gebraucht würde, wenn stärker auf VOV auf Basis von Biogas gesetzt würde. Hier ist eine Koordination zwischen der Substitution von erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung notwendig, um stranded investments bei H₂-basierten Erzeugungskapazitäten zu vermeiden.

4.4 Resultierende Erdgas-, THG- und H₂-Einsparungen

4.4.1 Erdgas- & THG-Einsparungen

Im Folgenden werden beispielhaft aus den obigen Fällen verringerter erdgasbasierter Stromerzeugung entsprechende Einsparungen an Erdgas und THG abgeleitet. Bei den Erdgasmengen wurde eine erdgasbasierte Stromerzeugung zu je 50 % aus GuD-Anlagen (el. Wirkungsgrad 61,5 %) und offenen Gasturbinen (el. Wirkungsgrad 40 %) angenommen, sodass aus den substituierten Erzeugungsmengen entsprechende Erdgas Mengen (in TWh_{th}) rückgerechnet werden können. Bei den Netto-Emissionseinsparungen werden die gesparten Erdgas-Emissionen abzüglich zusätzlicher BGA-Emissionen (jeweils mit Vorketten) errechnet und mit anderen Größen verglichen.

Mit Blick auf die erdgasbasierte Stromerzeugung könnten gemäß obiger hoher und niedriger Substitution aufgrund steigender Substitutionsanteile bis Mitte bzw. Ende der 2030er Jahre auch steigende Mengen an Erdgas substituiert werden, bevor die Erdgasverstromung insg. zurückgefahren wird. Die Mengen steigen von anfangs rund 15 TWh/a auf rund 40–60 TWh/a bis Mitte der 2030er Jahre und fallen danach entsprechend ab (Abbildung 25). Kumuliert über den Betrachtungszeitraum wären das 410–560 TWh. Als Vergleich der Jahresraten wurden die 2024er LNG-Importe herangezogen und die Größenordnung ist – in beiden Szenarien –

vergleichbar (knapp 69 TWh). Mit Blick auf die kumulierte Einsparung entspricht dies knapp der Hälfte bis zu zwei Dritteln des dt. Erdgasverbrauchs 2024 von 844 TWh (BNetzA 2025b). Das heißt, es könnten relevante Anteile deutscher LNG- oder Erdgasbedarfe ersetzt werden.

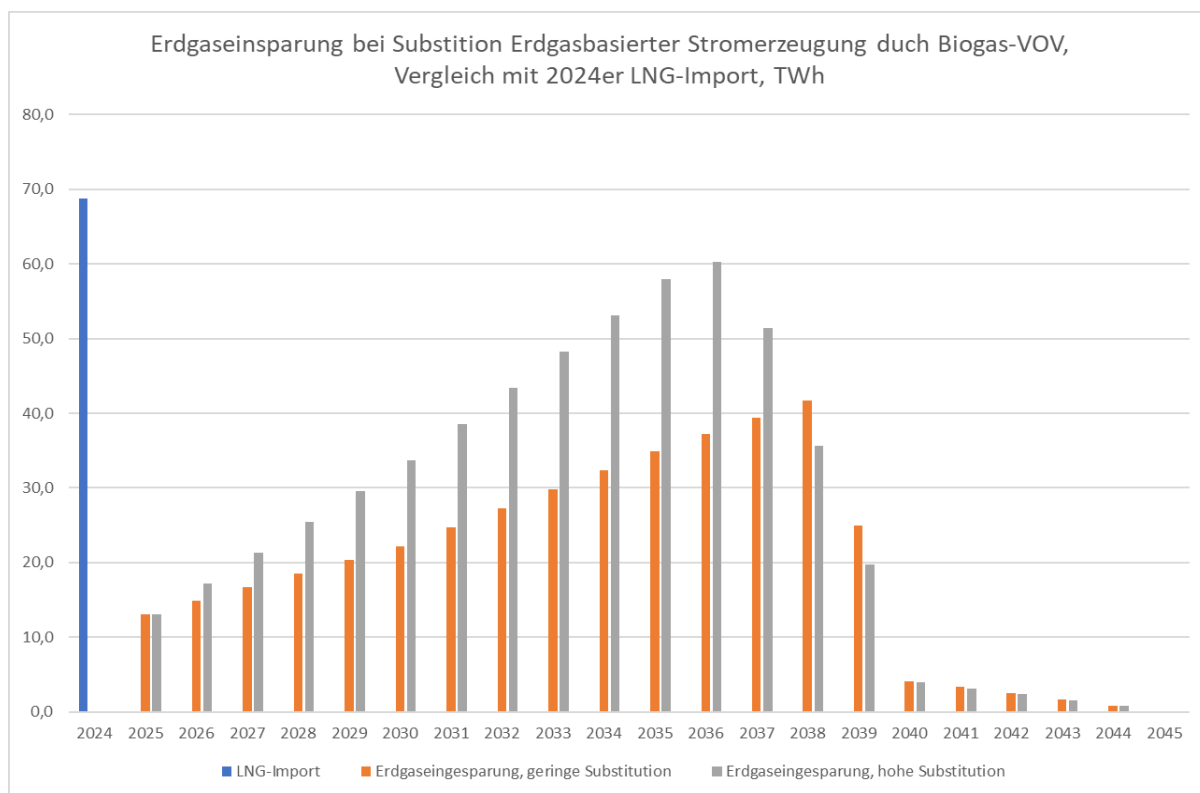


Abbildung 25: Erdgaseinsparung durch Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

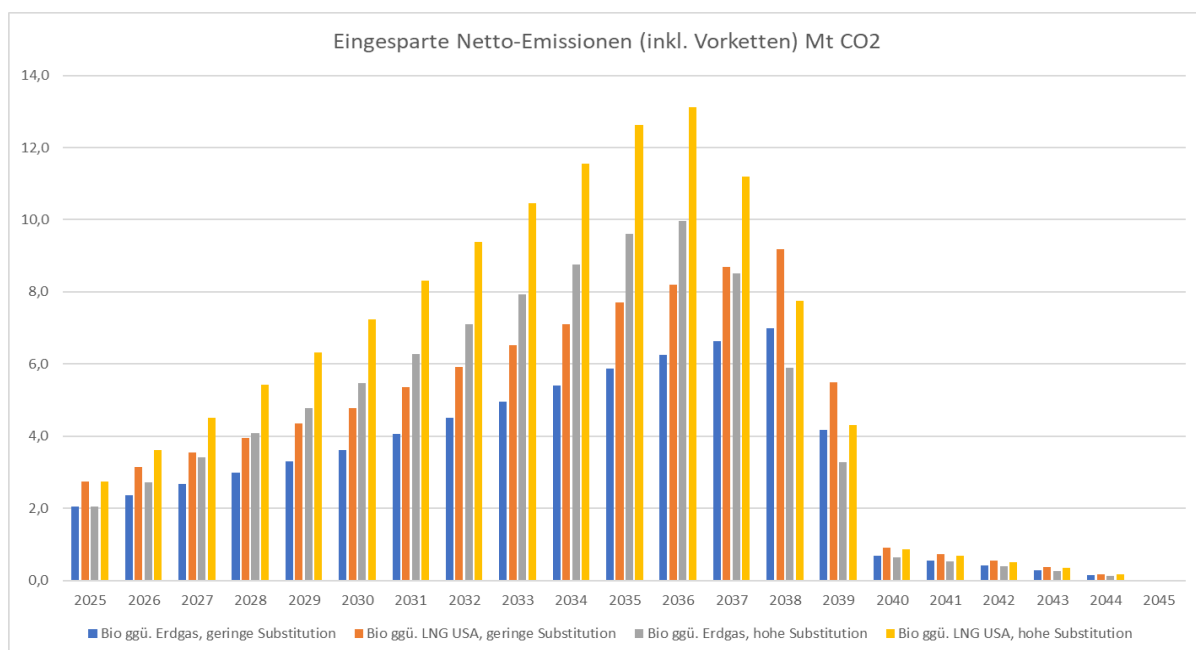


Abbildung 26: THG-Reduktion durch Substitution erdgas- oder LNG-basierter Stromerzeugung

Quelle: Szenariodaten, UBA (2021), eigene Berechnungen

Mit der Erdgaseinsparung gehen – wieder gemäß hohem / niedrigem Szenario – entsprechende Einsparungen an THG-Emissionen einher (Abbildung 26). Hier werden allerdings die Vorketten relevant und es ergeben sich deutliche Unterschiede, je nachdem, ob der dt. Erdgas-Mix (vor der Erdgaskrise) mit zusätzlichen 13 % indirekten Emissionen oder ob z. B. LNG aus den USA mit zusätzlichen 39 % indirekten Emissionen zugrunde gelegt wird (UBA 2021). Der Abzug der zusätzlichen – energiebedingten – Emissionen der VOV von den Erdgas-Emissionen ergibt die eingesparten Netto-Emissionen. Die VOV berücksichtigt unterschiedliche Emissionsfaktoren von NawaRo und Reststoffen. So öffnet sich die Spanne von anfangs grob 2–2,5 Mt/a bis Mitte der 2030er Jahre auf 6–13 Mt/a. Kumuliert über den Betrachtungszeitraum ergäbe dies 68–121 Mt. Dies entspricht etwa den 2024er THG-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes (106 Mt) oder eines Großteils der Energiewirtschaft (181 Mt) (UBA 2025).

Weiterhin ist hier nur die energiebedingte THG-Vermeidung abgebildet. Die nicht-energetische THG-Vermeidung durch den Biogasprozess (vermiedene Ausgasung von Methan & Stickstoff) betrug in 2018 grob 2 Mt CO₂-Äq (Matschoss et al. 2019), woraus sich eine entsprechende weitere THG-Vermeidung ergibt.

4.4.2 H₂-Einsparungen

Analog zu Erdgas werden aus den Fällen verringerter H₂-basierter Stromerzeugung (hohe & niedrige H₂-Substitution) entsprechende H₂-Einsparungen abgeleitet. Auch bei der Rückrechnung der H₂-Mengen wurden 50 % GuD-Anlagen (el. Wirkungsgrad 61,5 %) und offene Gasturbinen (el. Wirkungsgrad 40 %) bei der H₂-basierten Stromerzeugung angenommen. Auch wurde wieder der Vergleich mit einigen Kenngrößen gesucht, um die Einsparungen in einen Kontext zu setzen.

Gemäß dem Profil der Substitution H₂-basierter Stromerzeugung entstehen die H₂-Einsparungen ab Mitte bzw. Ende der 2030 Jahre. Im Jahr 2040 liegt die Spanne bei 42–43 TWh, die bis zum Jahr 2045 auf 58–64 TWh ansteigt (Abbildung 27). Werden die durchschnittlichen Bedarfsschätzungen des Nationalen Wasserstoffrates (NWR) zugrunde gelegt, entspräche das im Jahr 2040 gut 60 % des Bedarfs der Stahlindustrie oder knapp 40 % des Bedarfs der Chemieindustrie an H₂. Für 2045 liegen die Werte für die Stahlindustrie bei 80–90 % und für die Chemieindustrie bei 25–30 %. Alternativ entspräche dies 22–25 % des geschätzten mittleren H₂-Importbedarfs (NWR 2024).

Zu den THG-Emissionen des H₂ wurden keine eigenen Rechnungen vorgenommen, da keine direkten THG-Emissionen anfallen. Dennoch ist anzumerken, dass auch bei H₂ Vorketten-Emissionen anfallen, diese sind bei „grünem“ H₂ vergleichsweise gering, bei „anderen Farben“ (NWR 2022) fallen sie entsprechend höher aus (DVGW 2022). Auf eine genauere Analyse musste im Rahmen dieser Studie verzichtet werden.

THG-Emissionen aus der VOV fallen – analog zu oben – gemäß substituierter Erzeugung an. Allerdings sind diese bei der im Vergleich zu Erdgas später einsetzenden Substitution geringer, da bis 2035 das Reststoffpotential – mit geringeren spezifischen Emissionen als der Bestand – erschlossen wird.

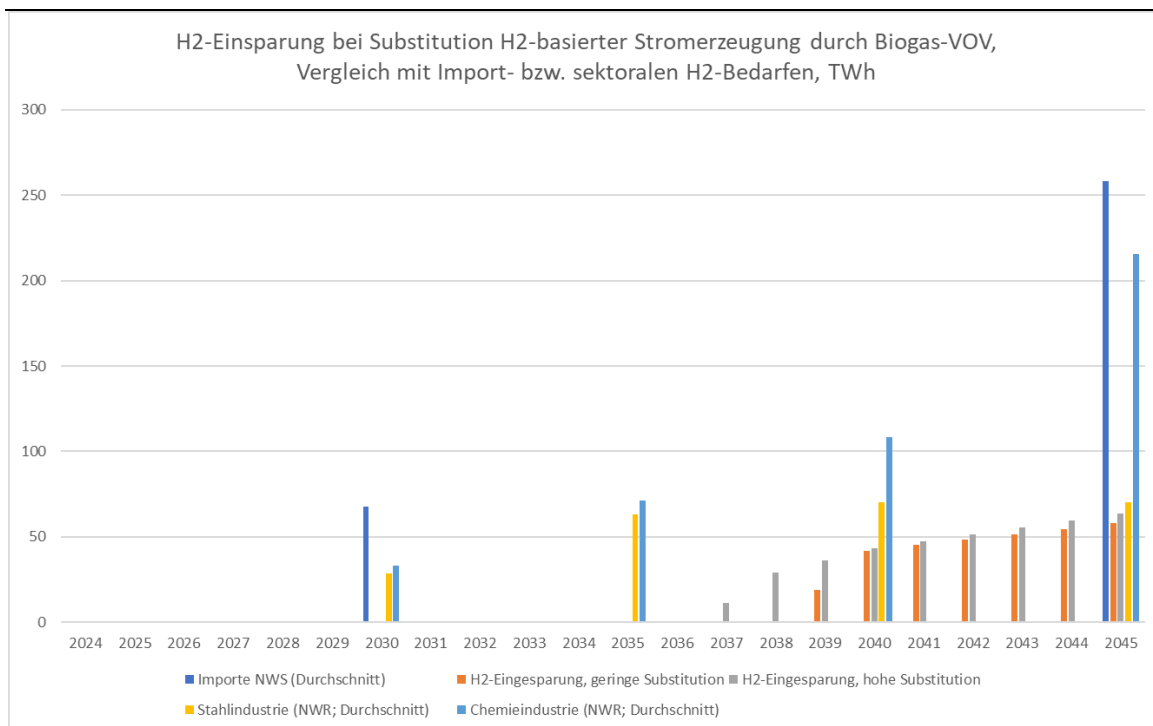


Abbildung 27: H₂-Einsparung durch Substitution H₂-basierter Stromerzeugung

Quelle: Szenariodaten, NWR (2024), eigene Berechnungen

4.5 Zwischenfazit

Es besteht ein freies Biogaspotential (nach Abzug des bereits genutzten Potentials), das in der Vor-Ort-Verstromung (VOV) zur Substitution erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung genutzt werden kann. Bei der Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung übersteigt das im Zeitablauf steigende BGA-Potential die sinkende erdgasbasierte Stromerzeugung und es entsteht ein verbleibendes freies Potential. So könnten im Jahr 2035 – je nach Szenario und Biogaspotential – gut 32–55 % substituiert werden und in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre übersteigt das im Zeitablauf steigende BGA-Potential die sinkende erdgasbasierte Stromerzeugung. Wird das verbleibende Potential zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung (s. u.) genutzt, kann dieses in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre zwischen der Hälfte und der gesamten H₂-basierten Stromerzeugung substituieren, die im Laufe der 2030er Jahre einsetzt. Gegebenenfalls – d. h. wieder je nach Szenario und Biogaspotential – verbleibt ein weiteres freies BGA-Potential. Insgesamt wird deutlich, dass selbst nach Erdgas-Substitution ein relevanter Teil der H₂-basierten Stromerzeugung entweder nur vorübergehend oder gar nicht gebraucht würde, wenn stärker auf VOV auf Basis von Biogas gesetzt würde.

Weiter wurden auf Basis der Annahmen Einsparungen an Erdgas, H₂ und THG abgeleitet. Die eingesparten Erdgasmengen steigen von anfangs 13 TWh/a auf 35-58 TWh/a bis Mitte der 2030er Jahre und fallen danach gemäß dem Rückgang erdgasbasierter Stromerzeugung ab. Dies ist vergleichbar mit den 2024er LNG-Importen von knapp 69 TWh. Die kumulierten eingesparten Erdgasmengen betragen 410-560 TWh. Dies entspricht knapp der Hälfte bis zu zwei Dritteln des dt. Erdgasverbrauchs 2024 von 844 TWh. Das heißt, es könnten relevante Anteile deutscher LNG- oder Erdgasbedarfe ersetzt werden.

Die H₂-Einsparungen liegen im Jahr 2040 bei 42–43 TWh und im Jahr 2045 bei 58–64 TWh. Dies entspricht gut 60 % des geschätzten Bedarfs der Stahlindustrie im Jahr 2040 oder knapp 40 % des Bedarfs der Chemieindustrie an H₂. Für 2045 liegen die Werte für die Stahlindustrie bei 80–90 % und für die Chemieindustrie bei 25–30 %. Alternativ entspräche dies rund 22–25 % des geschätzten 2045er H₂-Importbedarfs.

Mit der Erdgaseinsparung gehen – unter Berücksichtigung der Emissionen der VOV – entsprechende Netto-Einsparungen an THG-Emissionen einher. Je nachdem, ob der dt. Erdgas-Mix (vor der Erdgaskrise) mit zusätzlichen 13 % indirekten Emissionen oder z. B. LNG aus den USA mit zusätzlichen 39 % indirekten Emissionen zugrunde gelegt wird, ergeben sich deutliche Unterschiede. So öffnet sich die Spanne von anfangs 2–2,5 Mt/a bis Mitte der 2030er Jahre auf 6–13 Mt/a. Kumuliert über den Betrachtungszeitraum ergäben dies 68–121 Mt. Dies entspricht in etwa den 2024er THG-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes (106 Mt) oder eines Großteils der Energiewirtschaft (181 Mt). Wird weiterhin nicht energetische THG-Vermeidung durch den Biogasprozess (vermiedene Ausgasung von Methan & Stickstoff; 2018 circa 2 Mt CO₂-Äq) berücksichtigt, ergäbe sich eine entsprechend weitere THG-Vermeidung.

Zur besseren Übersicht der Größenordnung des Substitutionspotentials der VOV im Stromsektor erfolgt in Abbildung 28 eine zusammenfassende Darstellung. Im Unterschied zu den vorangegangenen Abbildungen sind nun – sowohl für den hohen als auch den niedrigen Fall – die *Summe* aus erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung abgebildet sowie deren Durchschnitt (obere grau gepunktete Linie). Weiter sind beide Szenarien des freien VOV-Potentials und deren Durchschnitt (untere grau gepunktete Linie) abgebildet.

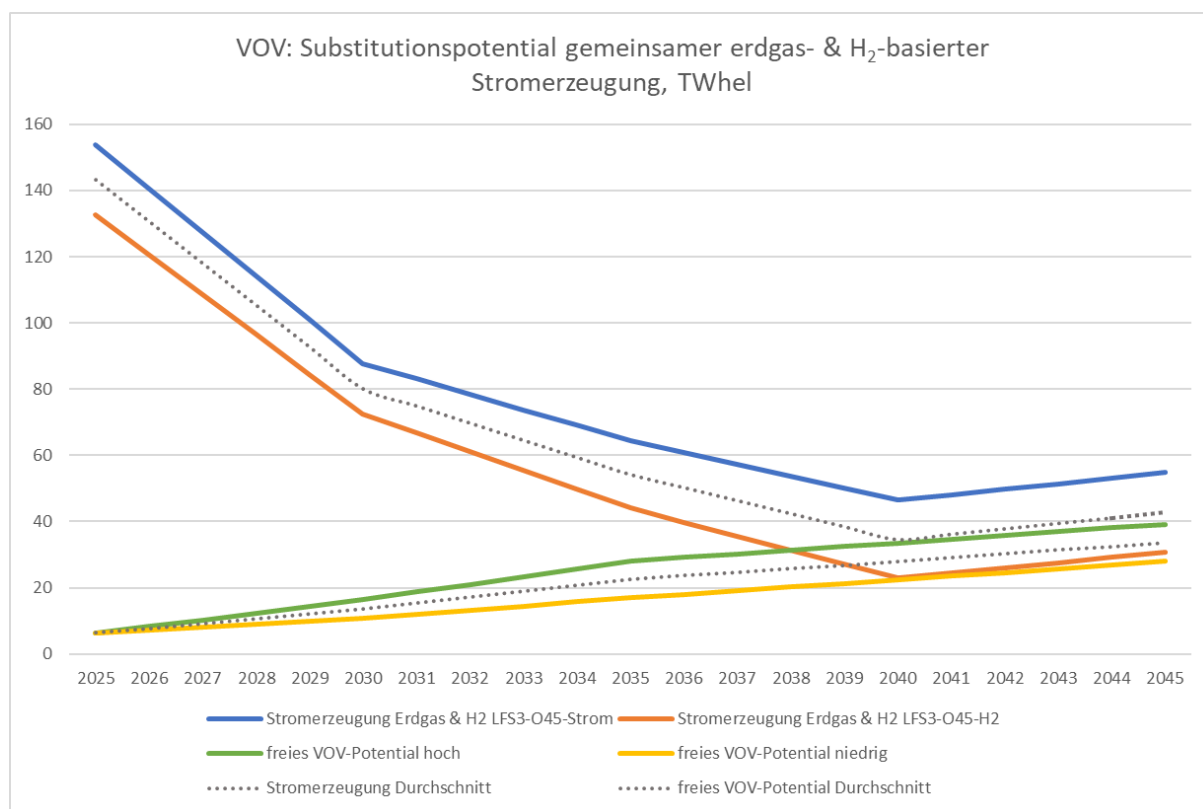


Abbildung 28: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Insgesamt zeigt sich, dass im Durchschnitt der Szenarien bis zum Jahr 2035 42 % der erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung durch VOV ersetzt werden könnte (Anteil unterer an oberer grau gepunkteter Linie). Dieser Anteil steigt bis 2040 weiter auf 81 % (2045: 79 %).

5 Biogaspotential in der Wärmenutzung vor Ort (VOV-Wärmepotential)

5.1 Vorgehen

Analog zu Kapitel 4 wird hier aufgezeigt, welchen Beitrag VOV-Anlagen in der Wärmewende leisten könnten. Da es sich bei der VOV um Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bzw. um Blockheizkraftwerke (BHKW) handelt, wird vor Ort neben Strom auch Wärme erzeugt. Dazu wird wieder aus den in Kapitel 3 beschriebenen Fällen das Biogaspotential mit einem therm. Wirkungsgrad (48 %) bewertet und das freie Potential abgeleitet. Ziel ist wieder ein Vergleich der Energiemengen in bestimmten Verwendungsformen, um den möglichen Beitrag bzw. das rechnerisch / summarische Substitutionspotential – in diesem Fall das VOV-Wärmepotential – darzustellen. Daher liegt der Fokus auf der Substitution von erdgas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung („KWK“ und „Kessel“) mit dem freien VOV-basierten Wärmepotential (bei der Substitution fossiler Prozessenergie findet eher feste Biomasse Anwendung).

Da bei der Substitution der Erzeugung in Fernwärmenetzen die Nähe zu Fernwärmenetzen eine entscheidende Rolle spielt, wird neben den Fällen potentieller summarischer Substitution auch das infrastrukturelle Potential betrachtet. Dafür werden die Ergebnisse der in Abschnitt 3.3.2 durchgeführten GIS-Analyse verwendet, um den Anteil der Anlagen zugrunde zu legen, bei denen gute Voraussetzungen zum Anschluss an ein Wärmenetz vorhanden sind.

5.2 Summarisches Potential VOV-Wärme: Potentielle Substitution Erdgas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung

Generell ist in beiden Szenarien eine zunehmende Bedeutung (nahezu Verdoppelung) des Anteils der Fernwärmeerzeugung an der gesamten Endenergie im Zeitablauf zu beobachten. Die Szenarienkombination zur Verschneidung von Potentialen und Szenariodaten zur Erreichung der Max-/Min-Fälle ist umgedreht zum Strombereich. Das heißt, „geringe Substitution“ entsteht aus der Kombination von O45-Strom mit geringem VOV-Wärmepotential (Bestandsabnahme 33 %) und „hohe Substitution“ aus der Kombination von O45-H₂ und hohem VOV-Wärmepotential (konstanter Bestand).

In beiden Fällen (hohes und niedriges Substitutionspotential) übersteigt das VOV-Wärmepotential die Summe aus gas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung über den gesamten Zeitraum (Abbildung 29 und Abbildung 30). Somit besteht auch in beiden Fällen über den gesamten Zeitraum ein verbleibendes freies VOV-Wärmepotential. Im Fall des hohen Substitutionspotentials liegt das verbleibende Potential ab dem Ende der 2030er Jahre bei rund 40 TWh_{th}/a, im anderen Fall bei 20–25 TWh_{th}/a im gleichen Zeitraum. Der qualitative Verlauf ist ähnlich.

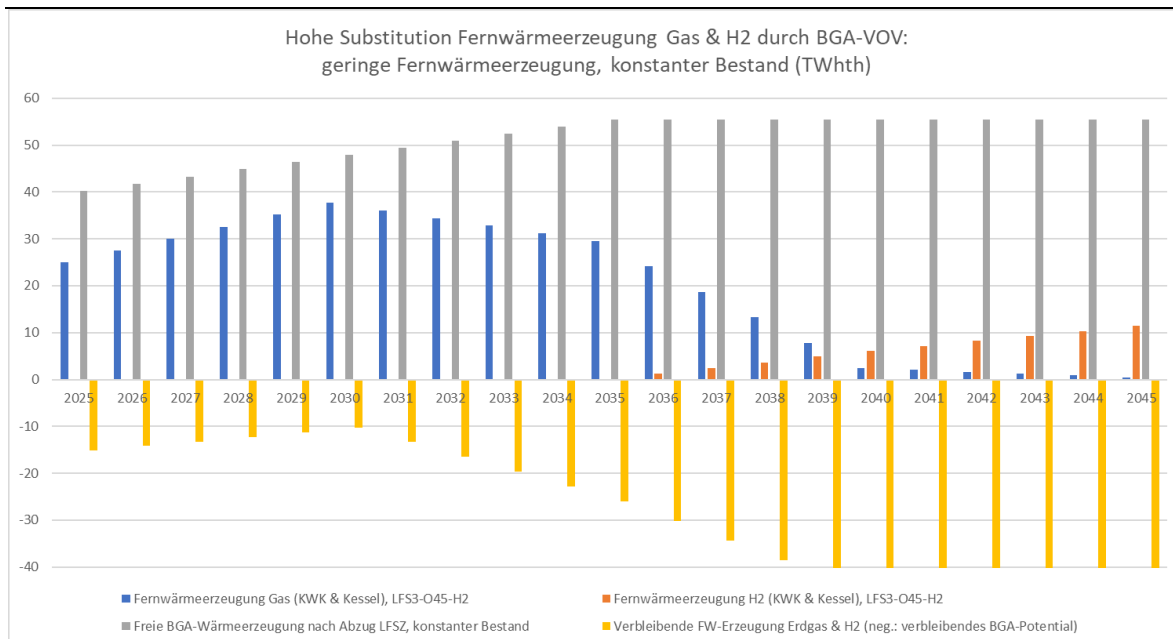


Abbildung 29: Hohe Substitution erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

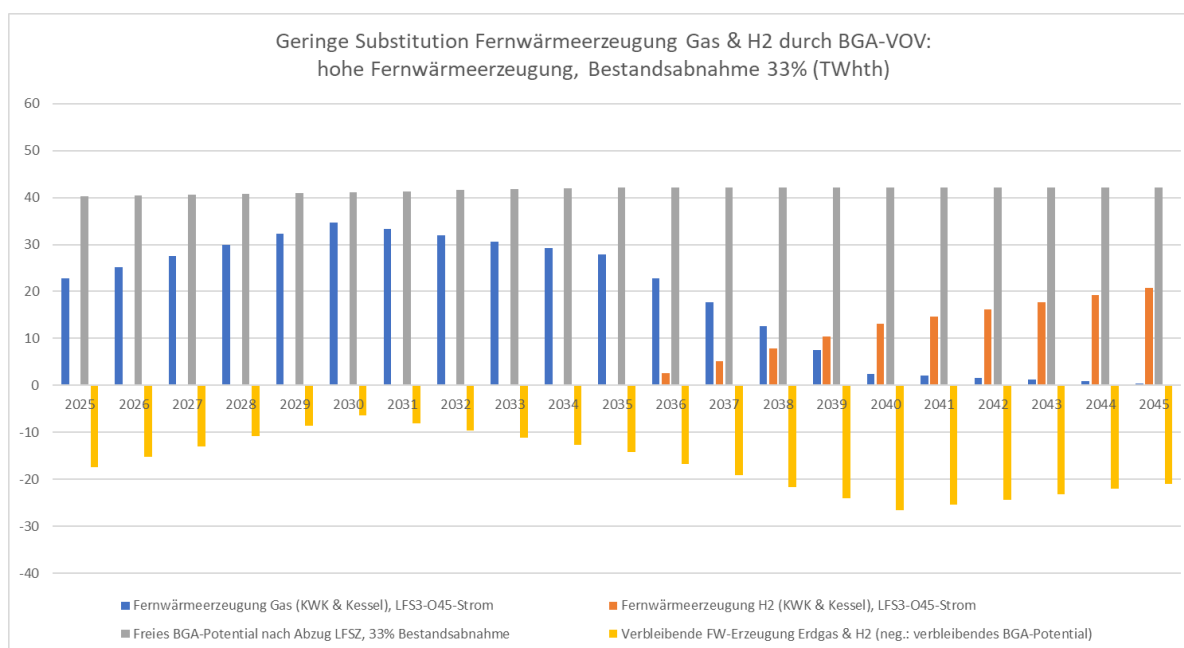


Abbildung 30: Geringe Substitution erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

5.3 Infrastrukturelles Potential: VOV-Wärme und Wärmenetze

Da wie erwähnt die Nähe zu Fernwärmenetzen eine entscheidende Rolle spielt, wird nun das infrastrukturelle Potential betrachtet. In Abschnitt 3.3.3 wurde aufgezeigt, dass bei 22 % der VOV-Kapazität vergleichsweise gute Voraussetzungen zum Anschluss an ein Wärmenetz bestehen. Dieses Maß wurde wieder mit den Szenarien „konstanter Bestand“ und „Bestandsabnahme 33 %“ gewichtet und für die Max-/Min-Fälle mit den niedrigen (O45-H₂) und hohen Fernwärmebedarfen (O45-Strom) verglichen.

Im Fall des höheren Substitutionspotentials (Abbildung 31) kann das Wärmepotential der Wärmenetz anschließbaren VOV die Summe aus erdgas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung im Jahr 2030 zu 28 %, im Jahr 2035 zu 42 % und ab 2039 praktisch vollständig ersetzen, sodass ab 2040 ein (geringes) freies Potential verbleibt. Dabei entsprechen die Werte für 2030 und 2035 einer reinen Substitution der (in der ersten Hälfte der 2030er Jahre steigenden) erdgasbasierten Fernwärmeerzeugung. Trotz dieser zwischenzeitlich höheren Erdgasnutzung ist die Summe aus Erdgas- & H₂-Nutzung in Wärmenetzen im Szenario O45-H₂ insg. geringer.

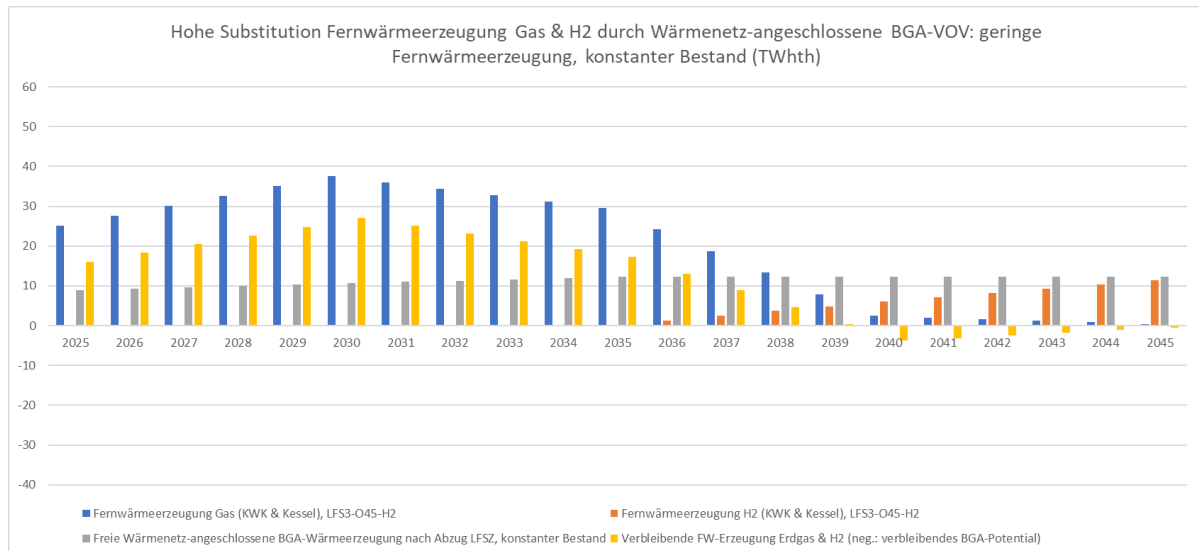


Abbildung 31: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

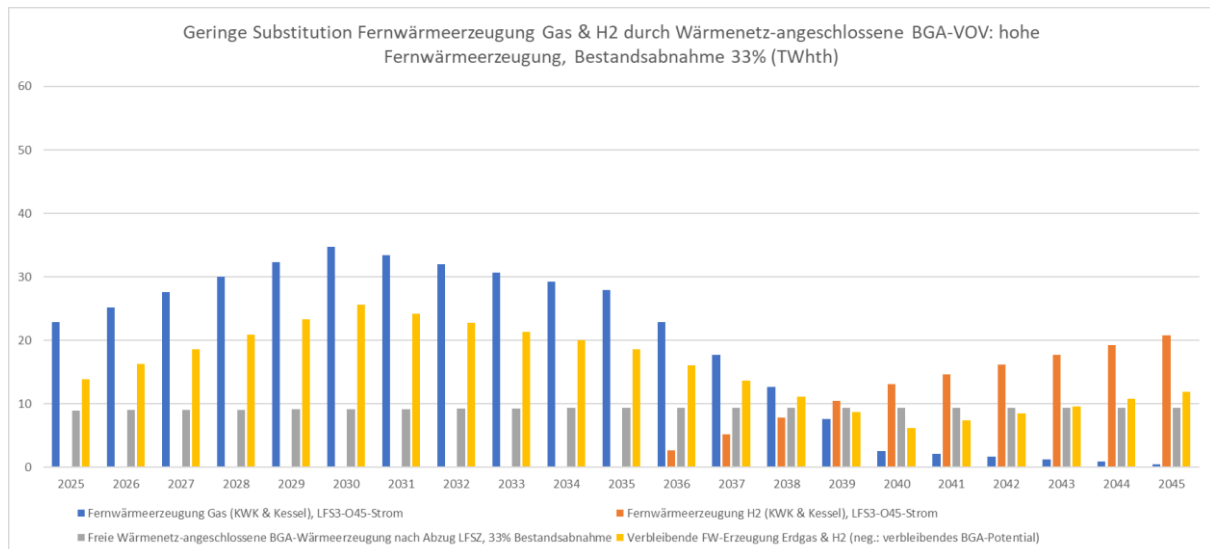


Abbildung 32: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch Biogas-VOV

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Im Fall des geringeren Substitutionspotentials (Abbildung 32) kann das Wärmepotential der Wärmenetz anschließbaren VOV die Summe aus gas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung nicht vollständig ersetzen. Der Substitutionsgrad beläuft sich im Jahr 2030 auf 26 %, im Jahr

2035 auf 34 % und erreicht 2040 das Maximum von 60 %. Dabei entsprechen die 2030er und 2035er Werte wieder einer reinen Erdgas-Substitution.

Insgesamt könnten somit auch unter Berücksichtigung der Standorte von VOV-Anlagen und Infrastrukturen im Jahr 2030 26–28 %, im Jahr 2035 34–42 % und ab Ende der 2030er Jahre 60–100 % ersetzt werden, sodass ab 2040 ggfs. ein (geringes) freies Potential verbleiben könnte. Das heißt, auch unter diesen Bedingungen könnten relevante Teile gas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung substituiert werden.

5.4 Zwischenfazit

Es wird aufgezeigt, welchen Beitrag das freie VOV-basierte Wärmepotential in der Wärme- wende bzw. bei der Substitution von erdgas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung („KWK“ und „Kessel“), leisten kann.

In der mengenbasierten Betrachtung kann das VOV-Wärmepotential in beiden Fällen (hohes und niedriges Substitutionspotential) die Summe aus gas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung über den gesamten Zeitraum ersetzen, und es besteht auch in beiden Fällen über den gesamten Zeitraum ein verbleibendes freies VOV-Wärmepotential. Im Fall des hohen Substitutionspotentials liegt das verbleibende Potential ab dem Ende der 2030er Jahre bei rund 40 TWh_{th}/a, im anderen Fall bei 20–25 TWh_{th}/a im gleichen Zeitraum. Der qualitative Verlauf ist ähnlich.

Werden die Standorte von VOV-Anlagen und Infrastrukturen berücksichtigt (Infrastrukturelles Potential), könnten im Jahr 2030 26–28 %, im Jahr 2035 34–42 % und ab Ende der 2030er Jahre 60–100 % ersetzt werden, sodass ab 2040 ggfs. ein (geringes) freies Potential verbleiben könnte. Das heißt, auch unter diesen Bedingungen könnten relevante Teile gas- und H₂-basierter Fernwärmeerzeugung substituiert werden.

Zur besseren Übersicht des Substitutionspotentials der VOV-Wärme in der Fernwärme erfolgt in Abbildung 33 eine zusammenfassende Darstellung analog zum Stromsektor. Wieder ist die *Summe* aus erdgas- und H₂-basierter Erzeugung für den hohen und den niedrigen Fall – diesmal für Fernwärme – abgebildet. Des Weiteren sind beide Szenarien des freien VOV-Wärmepotentials abgebildet. Zusätzlich zur Mengenbetrachtung ist das hohe Potential unter Berücksichtigung der Wärmenetze (infrastrukturelles Potential: untere dünne grüne Linie) abgebildet (Durchschnitte grau gepunktet).

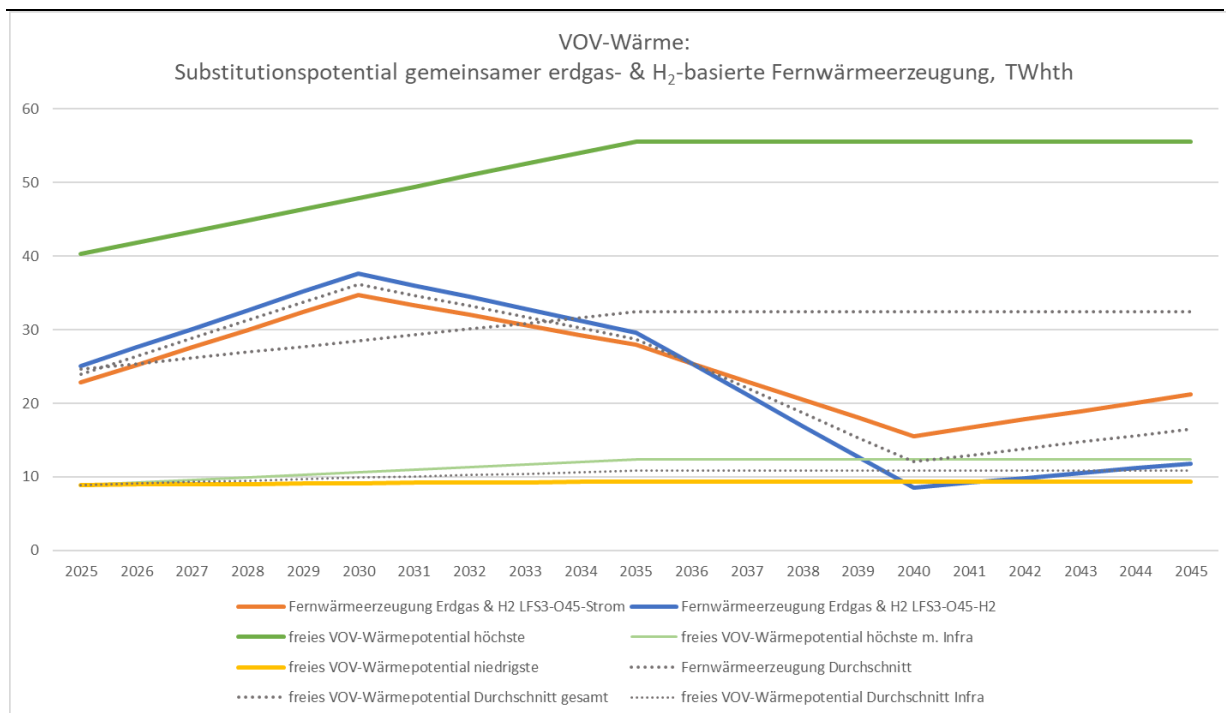


Abbildung 33 Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Im Vergleich zum Stromsektor fallen die unterschiedlichen Verläufe auf. In der mengenbasierten Betrachtung kann die erdgas- und H₂-basierte Fernwärmeerzeugung im Durchschnitt der Szenarien entweder zu hohen Anteilen (2026–2033; Tiefpunkt 2030 mit 79 %) oder komplett (2025 und 2034–2045) ersetzt werden. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Wärmenetzen (bundesweite GIS-Analyse, infrastrukturelles Potential: 22 % des gesamten Anlagenpotentials) könnten – nach einem Tiefpunkt 2030 (27 %) – bis 2035 im Durchschnitt der Szenarien 38 % der erdgas- und H₂-basierten Fernwärmeerzeugung ersetzt werden. Bis zum Jahr 2040 steigt dieser Anteil auf 90 % und fällt bis 2045 auf 66 %. Die Schwankungen der Anteile erklären sich aus vorübergehender verstärkter Erdgasnutzung um das Jahr 2030 sowie teilweise steigender H₂-Nutzung ab 2040 in den zugrundeliegenden Modellergebnissen.

6 Biogaspotential in der Aufbereitung (Biomethan): energetische Nutzung

6.1 Vorgehen

Im Gegensatz zu den vorherigen „lokalen“ Betrachtungen des VOV-Wärmepotentials wird nun das Potential der Biogasaufbereitung (BGAA) und Gasnetzeinspeisung in den Blick genommen. Die Einspeisung des biologischen Methans (ca. 60 % des Biogases) in das Erdgasnetz ermöglicht eine universelle Substitution von Erdgas in sämtlichen Anwendungen (Verstromung, Wärmenetze, industrielle Prozesswärme, stoffliche Nutzung etc.) an allen Orten mit Erdgasnetzanschluss. Im vorliegenden Kapitel wird das Potential der energetischen Nutzung am Beispiel der Rückverstromung betrachtet. Dafür wird – wie in Kapitel 4 – das Substitutionspotential der erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung untersucht. Das heißt, es kommt wieder die obige Fallunterscheidung hoher (konstanter Bestand, O45-H₂) und niedriger (Bestandsabnahme 33 %, O45-Strom) Substitution zum Tragen. Im folgenden Kapitel wird auf die stoffliche Nutzung eingegangen.

Weiterhin werden zwei Varianten der Biogasaufbereitung unterschieden: In der ersten Variante wird die Aufbereitung ohne Wasserstoffzugabe abgebildet und das freie Potential wird mit der Umwandlungseffizienz (98 %) bewertet. In der zweiten Variante wird eine Wasserstoffzugabe angenommen, die den Methangehalt des Biogases erhöht (von 60 % auf 95 %) und somit einer Potentialerhöhung gleichkommt (FNR 2021). Das heißt, bei den Fällen hoher und niedriger Substitution werden im Folgenden immer noch diese beiden Varianten zusätzlich betrachtet.

Um das *Potential* der Biogasaufbereitung betrachten zu können – unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die meisten Anlagen als VOV-Anlagen (BGA) ausgelegt sind –, wird hier die Annahme getroffen, dass der gesamte VOV-Bestand bis 2035 auf Aufbereitungsanlagen umgestellt wird. Das heißt, ähnlich wie bei der Erschließung des Reststoffpotentials wird für die Bestandsanlagen ein Pfad festgelegt, der 2025 bei null beginnt und bis 2035 das gesamte Biogaspotential der Aufbereitung zur Verfügung stellt (inkl. Reststoffpotential; jeweils für konstanten Bestand und Bestandsabnahme 33 %).

Schließlich ist auch in diesem Fall die Nähe zur Infrastruktur (Erdgasnetze) entscheidend. Daher wird für die obigen Fälle potentieller summarischer Substitution auch das infrastrukturelle Potential betrachtet. Dafür werden die Ergebnisse der in Abschnitt 3.3.1 durchgeführten GIS-Analyse verwendet, um den Anteil der Anlagen zugrunde zu legen, bei denen gute Voraussetzungen zum Anschluss an ein Gasnetz vorhanden sind.

6.2 Summarisches Potential: Biomethan und Rückverstromung

6.2.1 Biomethan: Potentielle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung

Im Folgenden wird angenommen, dass das unter den genannten Bedingungen abgeleitete Biomethanpotential zur Rückverstromung eingesetzt wird. Dabei wird analog zum Kapitel 4 vorgegangen und die in den LFS 3-O45-Szenarien ausgewiesene erdgasbasierte Stromerzeugung substituiert. Mit dem ggfs. verbleibenden Potential wird die H₂-basierte Stromerzeugung substituiert. Zur Umrechnung der Biomethanmengen in elektrische Energie werden für die erd-

gas- und H₂-basierte Stromerzeugung jeweils 50 % Erzeugung aus GuD-Anlagen (el. Wirkungsgrad 61,5 %) und offenen Gasturbinen (el. Wirkungsgrad 40 %) angenommen. Wieder werden Max-/Min-Fälle der Substitution mit der entsprechenden Kombination an Szenarien und Potentialen betrachtet, diesmal jedoch jeweils in den Varianten ohne und mit H₂-Zugabe.

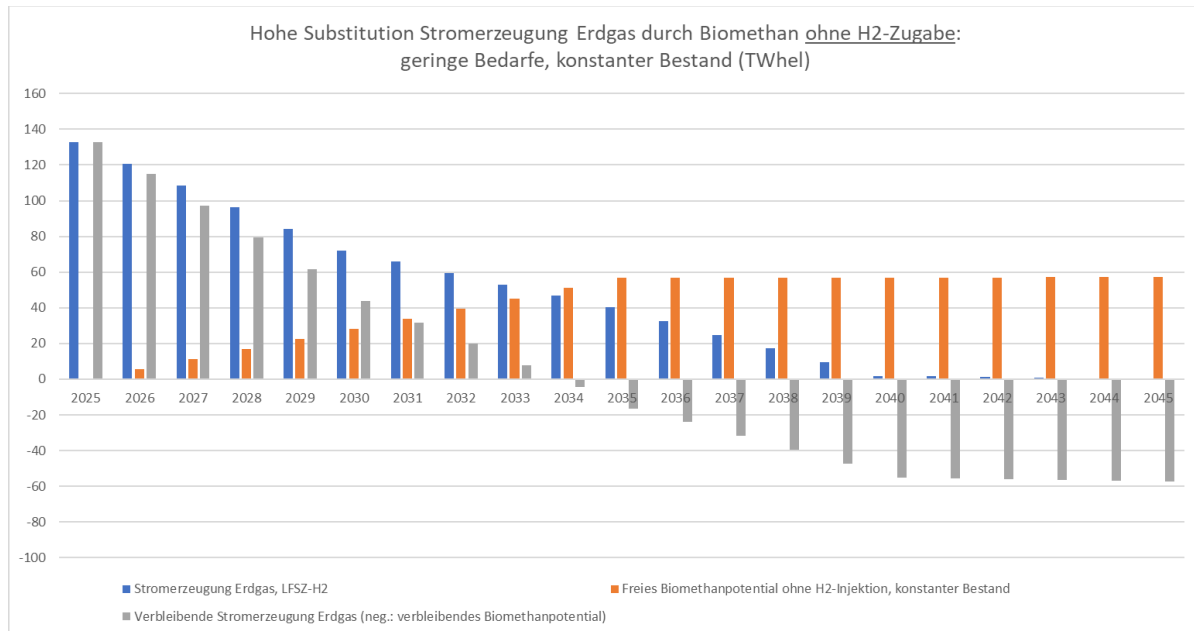


Abbildung 34: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

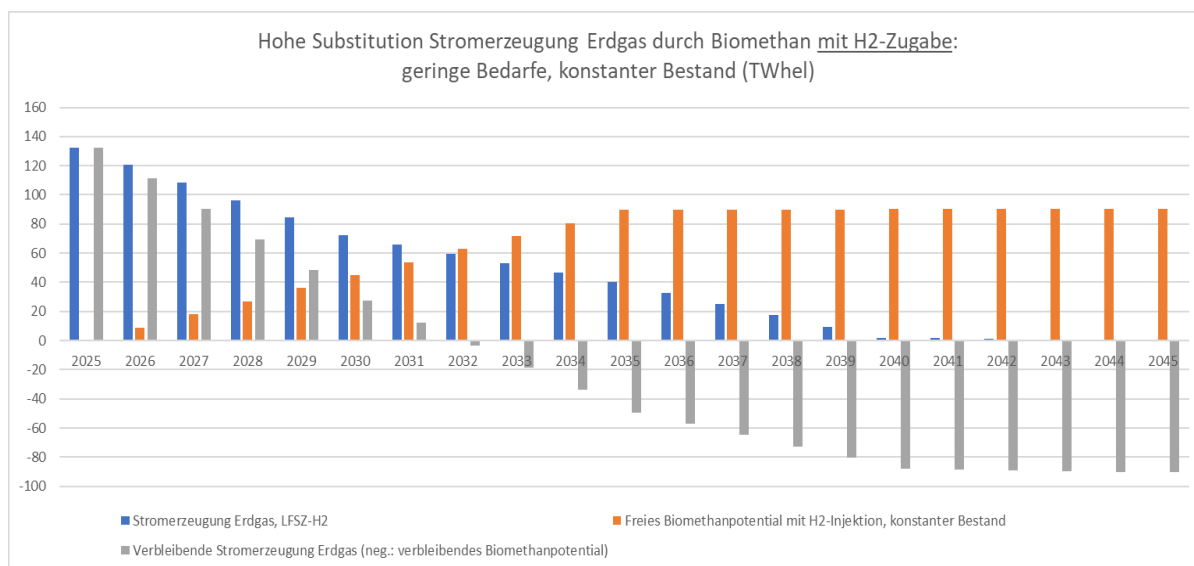


Abbildung 35: Hohe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

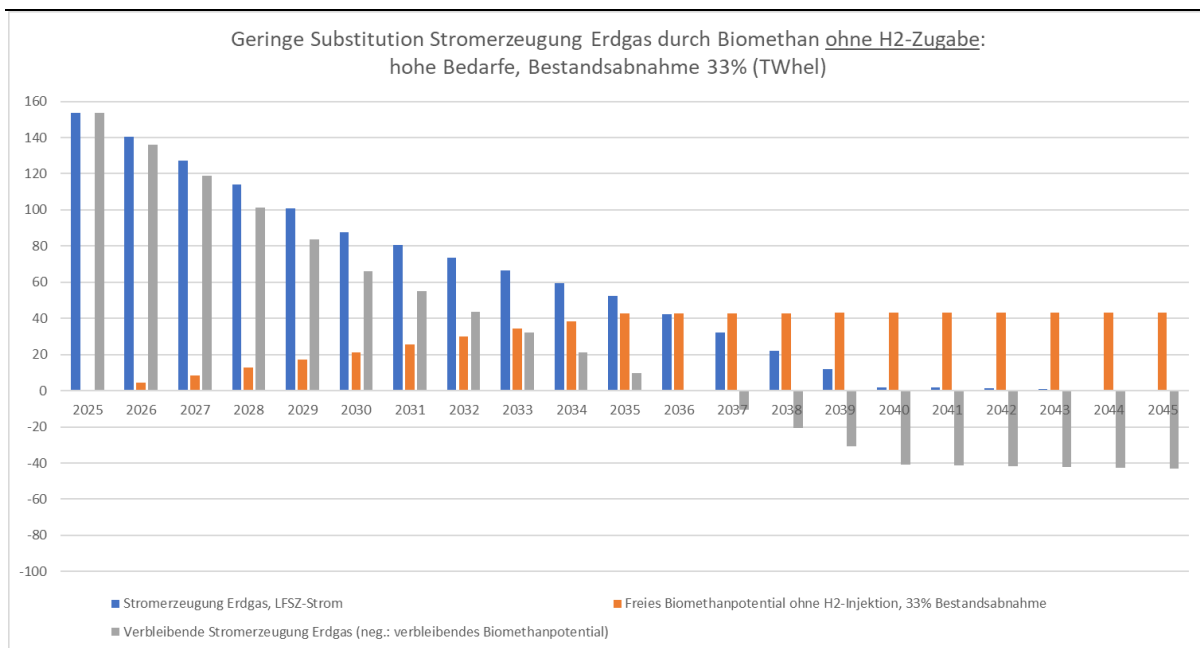


Abbildung 36: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

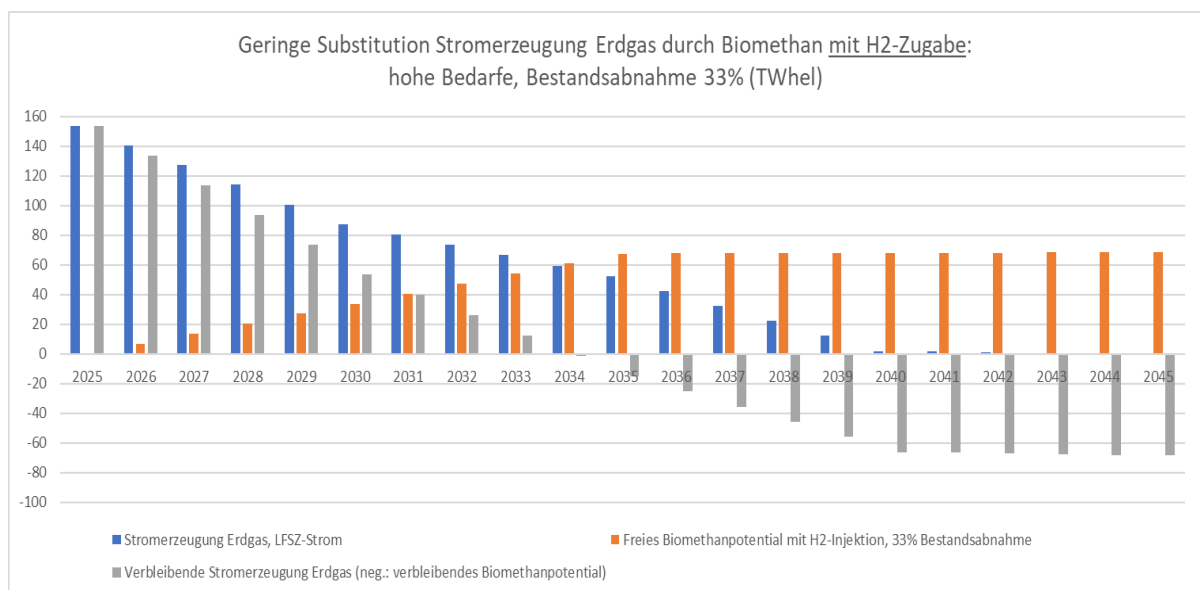


Abbildung 37: Geringe Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Im Fall des höheren Substitutionspotentials (geringere erdgasbasierter Stromerzeugung aus LFS 3-O45-H₂ und höheres freies Biomethan-Potential aus konstantem Bestand) in der Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 34) könnte die erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu knapp 40 % und Mitte der 2030er Jahre komplett substituiert werden. In der („höchsten“) Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 35) beträgt die Substitution im Jahr 2030 über 60 % und

die komplette Substitution fände in der ersten Hälfte der 2030er Jahre statt. In beiden Varianten entstünde ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

Im Fall des geringeren Substitutionspotentials (höhere erdgasbasierte Stromerzeugung aus LFS 3-O45-Strom und geringeres freies Biomethan-Potential aus Bestandsabnahme 33 %) in der („geringsten“) Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 36) könnte die erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 24 %, im Jahr 2035 zu 80 % und danach komplett substituiert werden. In der Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 37) beträgt die Substitution im Jahr 2030 knapp 40 % und die komplette Substitution fände Mitte der 2030er Jahre statt. In beiden Varianten entstünde wieder ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

Insgesamt könnte die (rückläufige) erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 24–60 % und zwischen 2032 und 2036 komplett substituiert werden. Somit verbliebe in allen Varianten ein freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

6.2.2 Biomethan: Potentielle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung

Nun wird das oben entstandene verbleibende freie Biomethanpotential zur Substitution H₂-basierter Stromerzeugung genutzt. Die Szenarienkonstellation und Fall- und Variantenunterscheidungen bleiben die Gleichen.

Im Fall des höheren Substitutionspotentials in der Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 38) könnte die H₂-basierte Stromerzeugung ab 2034 komplett substituiert werden, nachdem das Biomethan-Potential durch den Phase-out der gasbasierten Erzeugung dort nicht mehr benötigt wird. In der („höchsten“) Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 39) setzt die komplette Substitution bereits im Jahr 2032, d. h. praktisch sofort mit dem Einsetzen der H₂-basierten Stromerzeugung ein. In beiden Varianten entstünde ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte. Ähnlich wie in Abschnitt 4.3 bleibt zu klären, wie der Übergang mit geringeren Kapazitäten und Erzeugung ab der zweiten Hälfte der 2020er Jahre bis Mitte der 2030er Jahre zu gestalten wäre. Allerdings fällt das Problem hier geringer aus.

Schon im Fall des geringeren Substitutionspotentials in der („geringsten“) Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 40) könnte in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre der überwiegende Teil der H₂-basierten Stromerzeugung (2039–2044: über 80 %) substituiert werden, nachdem das Biomethan-Potential durch den Phase-out der gasbasierten Erzeugung dort nicht mehr benötigt wird. In der Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 41) fände die komplette Substitution ab 2035 statt und es entstünde wieder ein verbleibendes freies Potential.

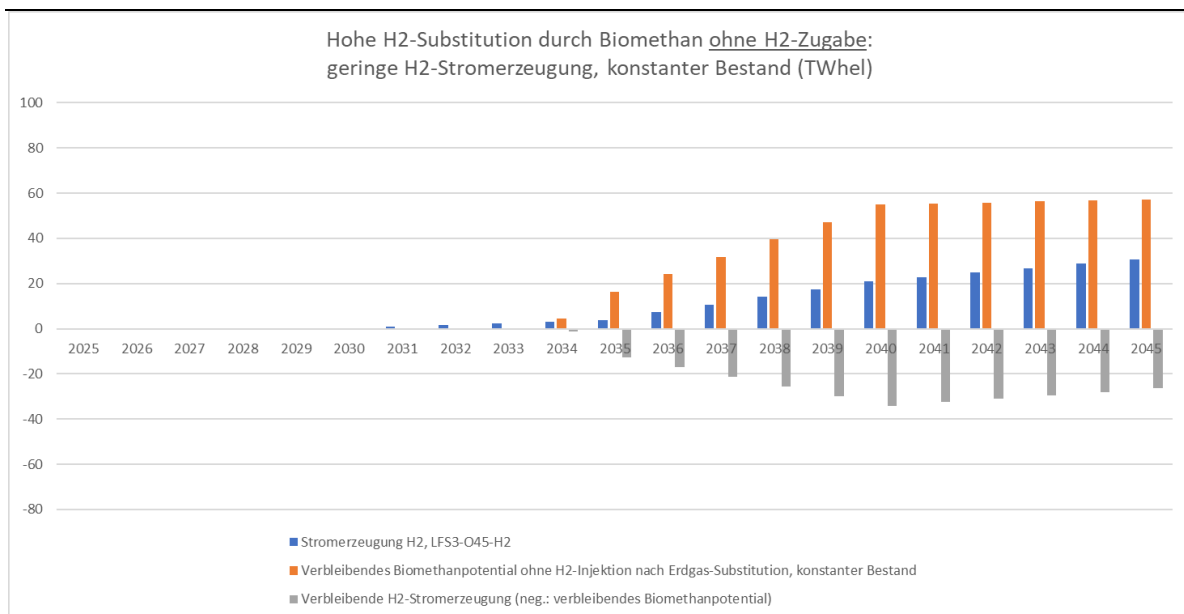


Abbildung 38: Hohe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

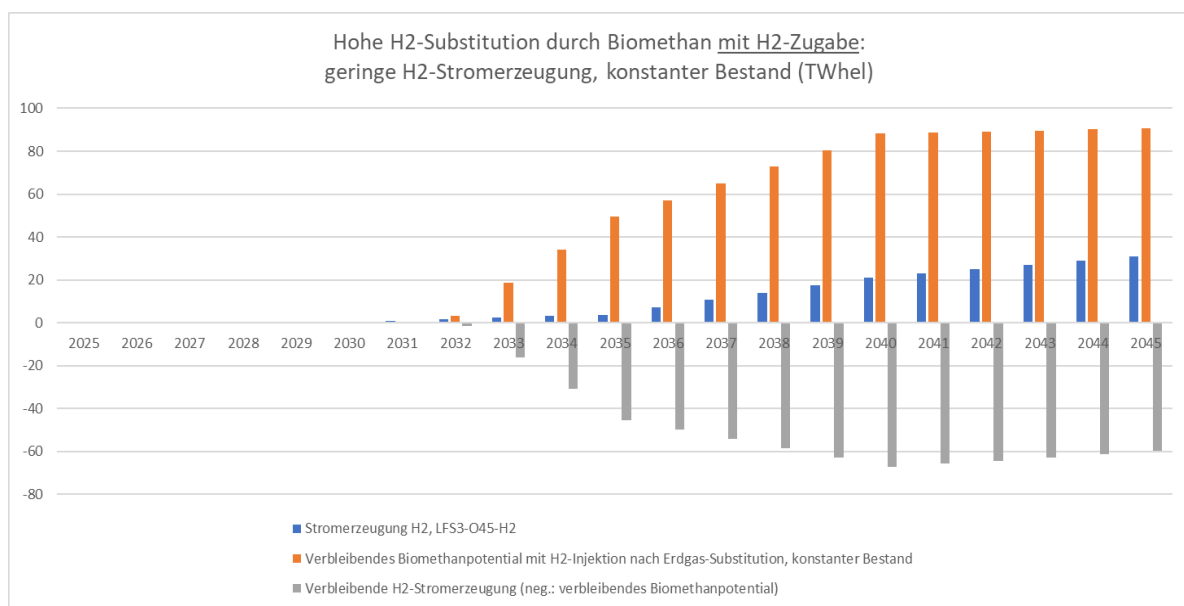


Abbildung 39: Hohe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

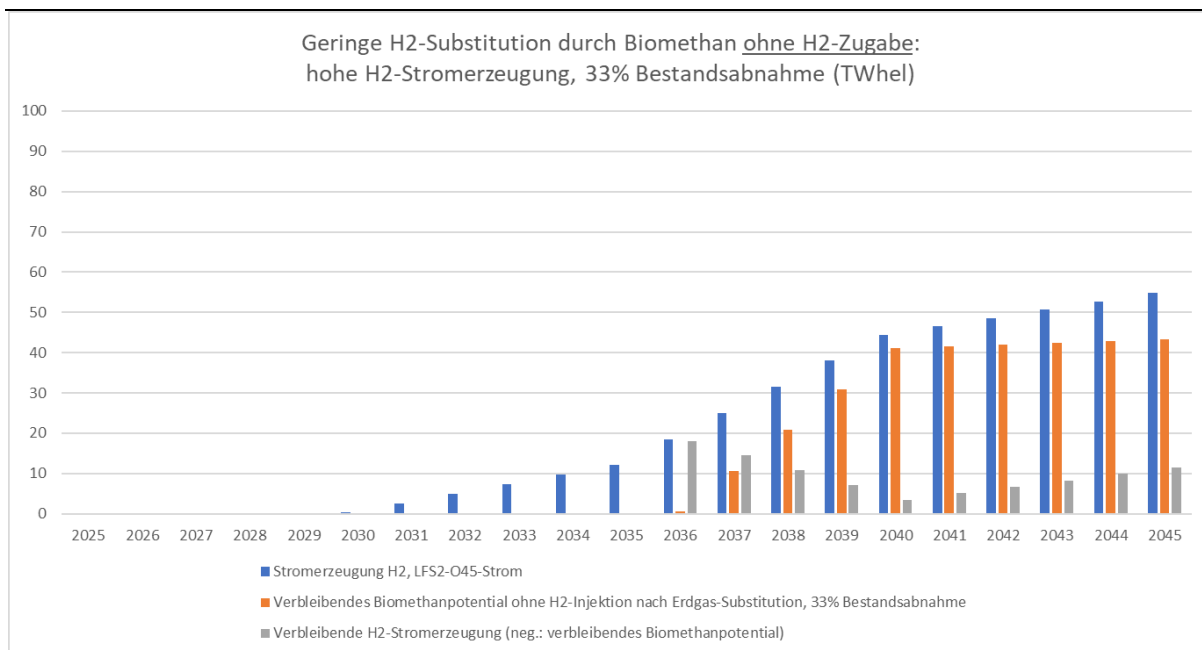


Abbildung 40: Geringe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

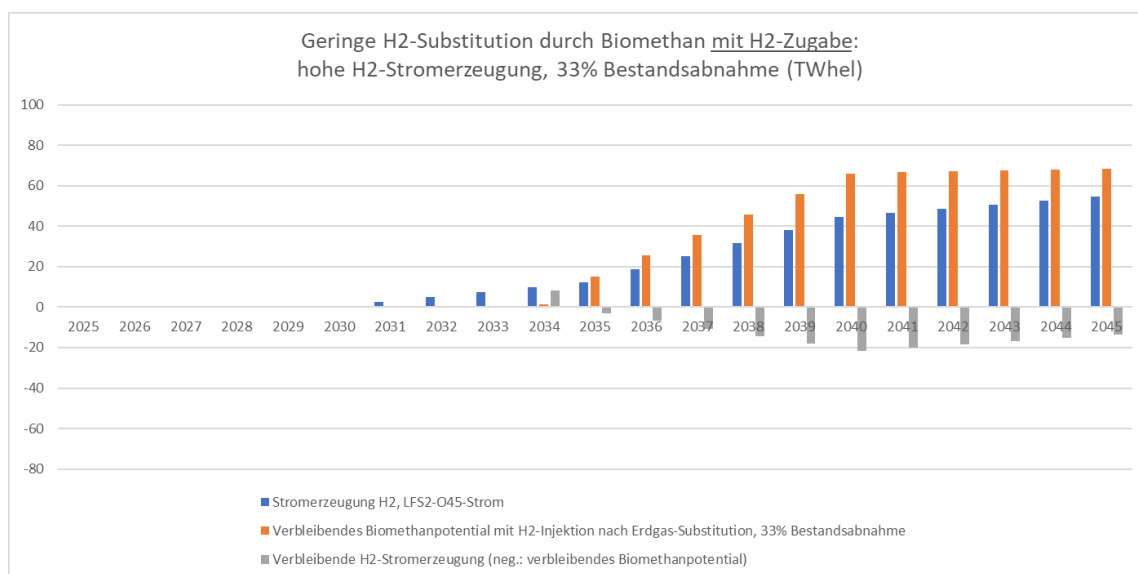


Abbildung 41: Geringe Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Insgesamt könnte mit den zukünftigen Biomethanpotentialen auch nach der (Teil-)Substitution der in den 2030er Jahren rückläufigen erdgasbasierten Stromerzeugung in drei von vier Varianten die H₂-basierte Stromerzeugung komplett substituiert werden. Weiter verbleiben Biome-
thanpotentiale zum Einsatz in anderen Bereichen.

6.3 Infrastrukturelles Potential: Biomethan, Gasnetze und Rückverstromung

6.3.1 Infrastrukturelles Potential zur Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung

Schließlich wird aufgrund der entscheidenden Bedeutung der Nähe zu Erdgasnetzen nun das infrastrukturelle Potential betrachtet. In den Abschnitten 3.3.1.2 und 3.3.3 wurde aufgezeigt, welche Biogasanlagen vergleichsweise gute Voraussetzungen haben, sich zu Aufbereitungs-Clustern zusammenzuschließen. Im Ergebnis besteht diese Voraussetzung für 59 % der Erzeugung. Dieses Maß wurde nun für die obigen Fälle der Substitution zugrunde gelegt.

Im Fall des höheren infrastrukturellen Substitutionspotentials (geringere erdgasbasierte Stromerzeugung aus LFS 3-O45-H₂ und höheres freies Biomethan-Potential aus konstantem Bestand) in der Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 42) könnte die erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 23 %, im Jahr 2035 zu 84 % und danach komplett substituiert werden. In der („höchsten“) Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 43) beträgt die Substitution im Jahr 2030 knapp 37 % und die komplette Substitution fände im Jahr 2034 statt. In beiden Varianten entstünde wieder ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

Im Fall des geringeren infrastrukturellen Substitutionspotentials (höhere erdgasbasierte Stromerzeugung aus LFS 3-O45-Strom und geringeres freies Biomethan-Potential aus Bestandsabnahme 33 %) in der („geringsten“) Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 44) könnte die erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 14 %, im Jahr 2035 zu 48 % und ab 2038 komplett substituiert werden. In der Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 45) beträgt die Substitution im Jahr 2030 23 %, im Jahr 2035 77 % und die komplette Substitution fände ab 2037 statt. In beiden Varianten entstünde wieder ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

Insgesamt könnte die (rückläufige) erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 14–23 %, im Jahr 2035 zu 48–77 % und zwischen 2037 und 2038 komplett substituiert werden. Somit verbliebe in allen Varianten ein freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte.

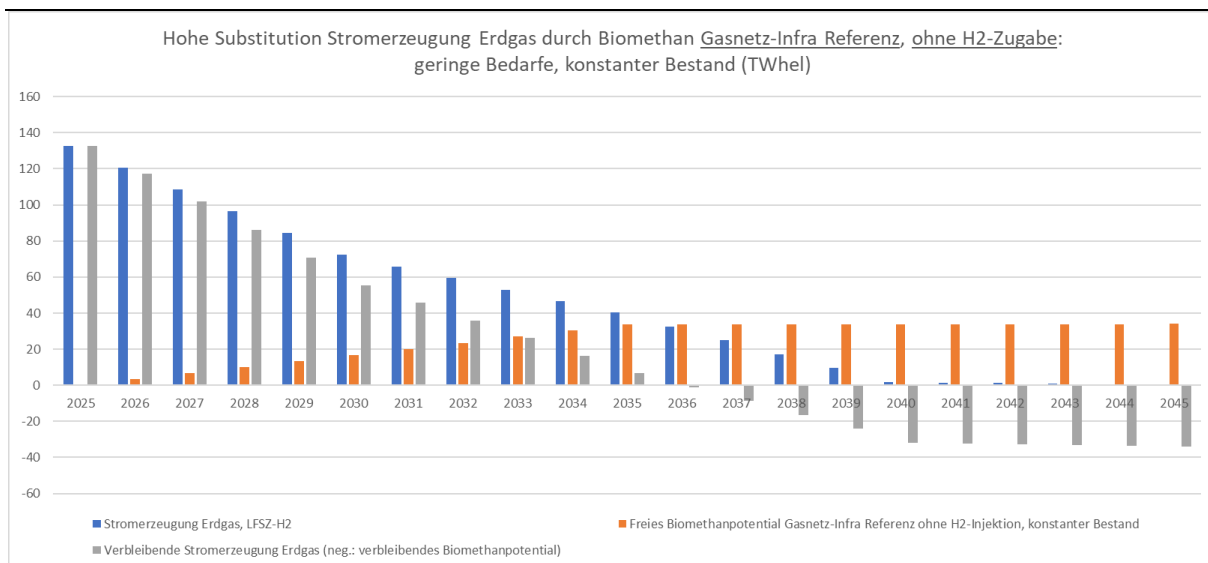


Abbildung 42: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

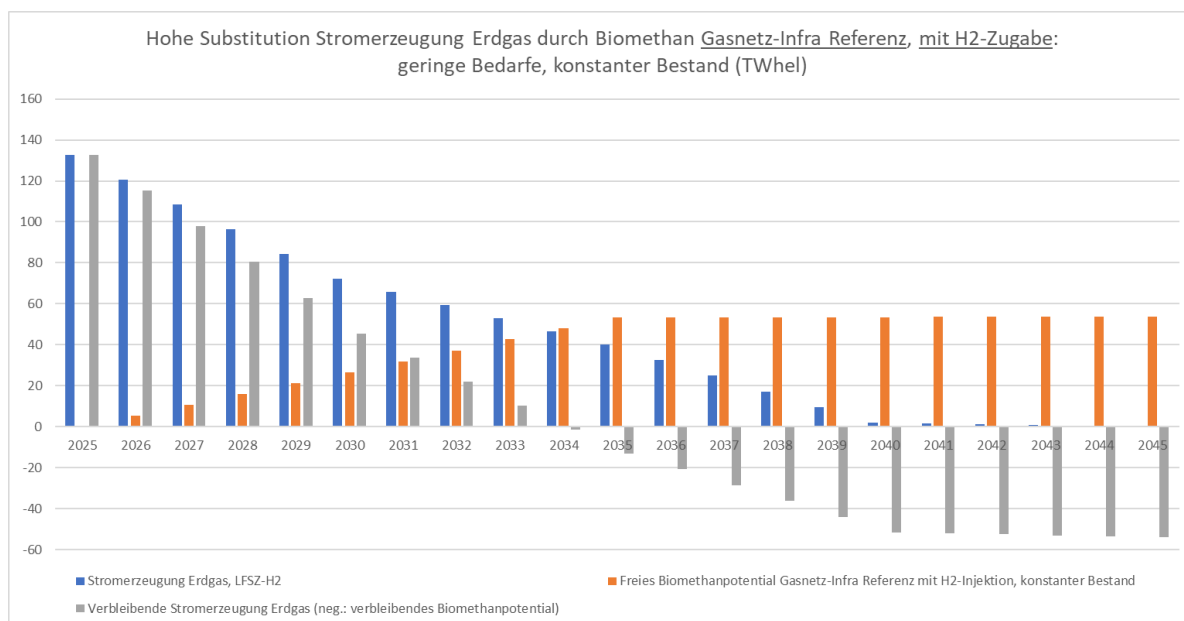


Abbildung 43: Hohe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

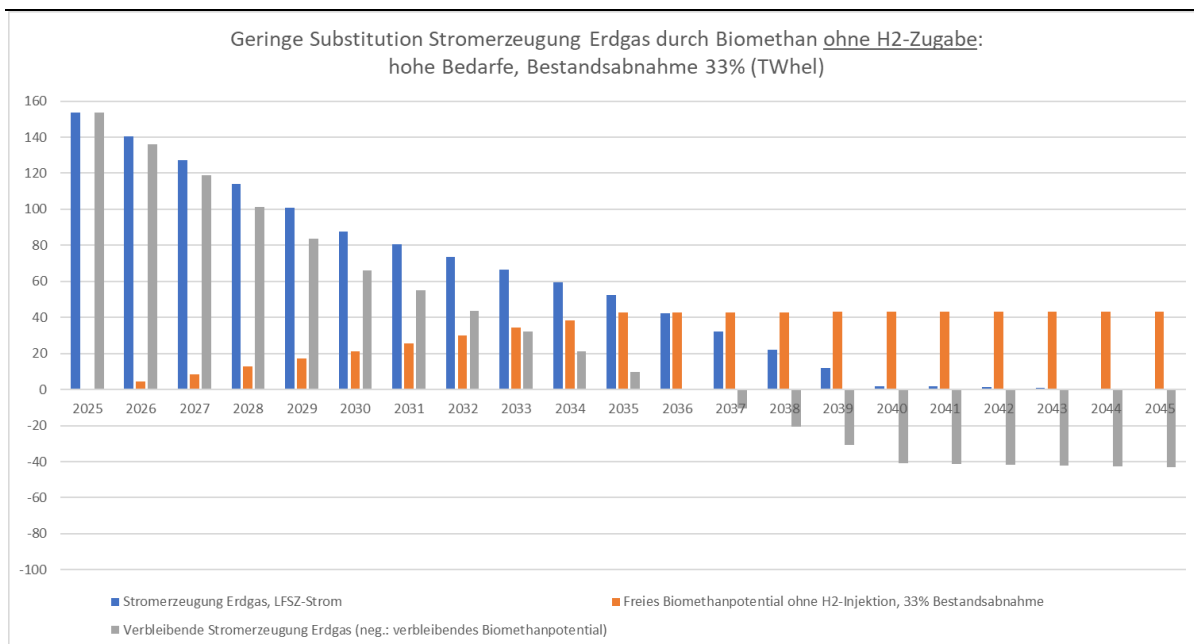


Abbildung 44: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

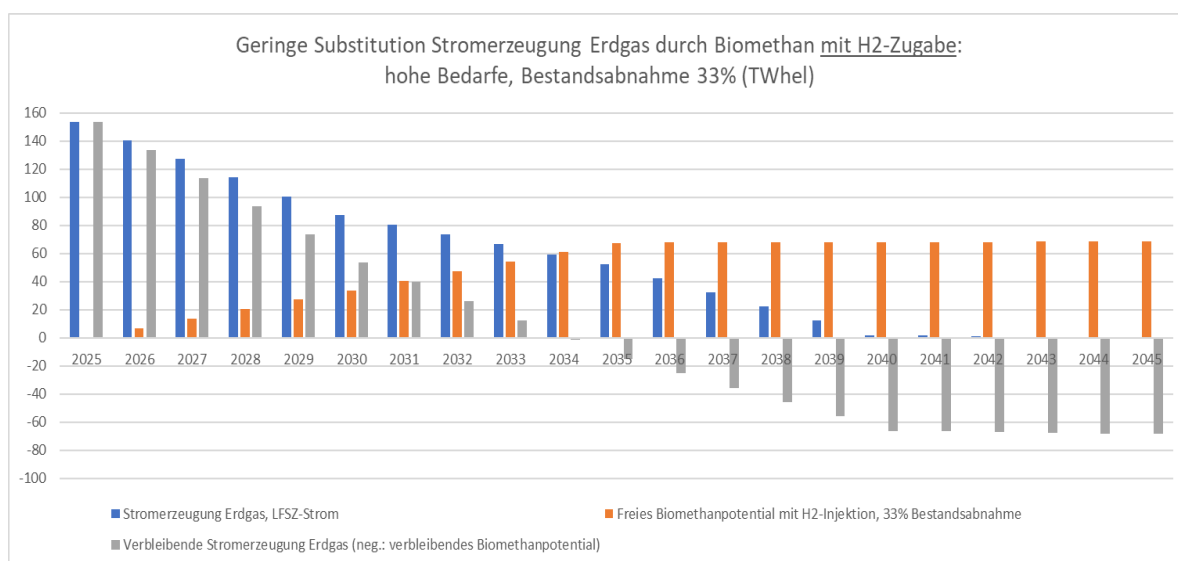


Abbildung 45: Geringe infrastrukturelle Substitution erdgasbasierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

6.3.2 Infrastrukturelles Potential zur Substitution H₂-basierter Stromerzeugung

Schließlich wird das oben entstandene verbleibende freie infrastrukturelle Biomethanpotential zur Substitution H₂-basierter Stromerzeugung genutzt. Die Szenarienkongstellaton sowie die Fall- und Variantenunterscheidungen bleiben die gleichen.

Im Fall des höheren infrastrukturellen Substitutionspotentials in der Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 46) könnte die H₂-basierte Stromerzeugung ab 2038 komplett substituiert werden, nachdem das Biomethan-Potential durch den Phase-out der gasbasierten Erzeugung dort nicht mehr benötigt wird. In der („höchsten“) Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 47) setzt die komplette Substitution bereits im Jahr 2035 ein. In beiden Varianten entstünde ein entsprechend hohes verbleibendes freies Potential, das z. B. zum Ersatz H₂-basierter Stromerzeugung verwendet werden könnte. Ähnlich wie in den Abschnitten 4.3 und 6.2.2 bleibt zu klären, wie der Übergang mit geringeren Kapazitäten und Erzeugung ab der zweiten Hälfte der 2020er Jahre bis Mitte der 2030er Jahre zu gestalten wäre. Allerdings fällt das Problem hier geringer aus.

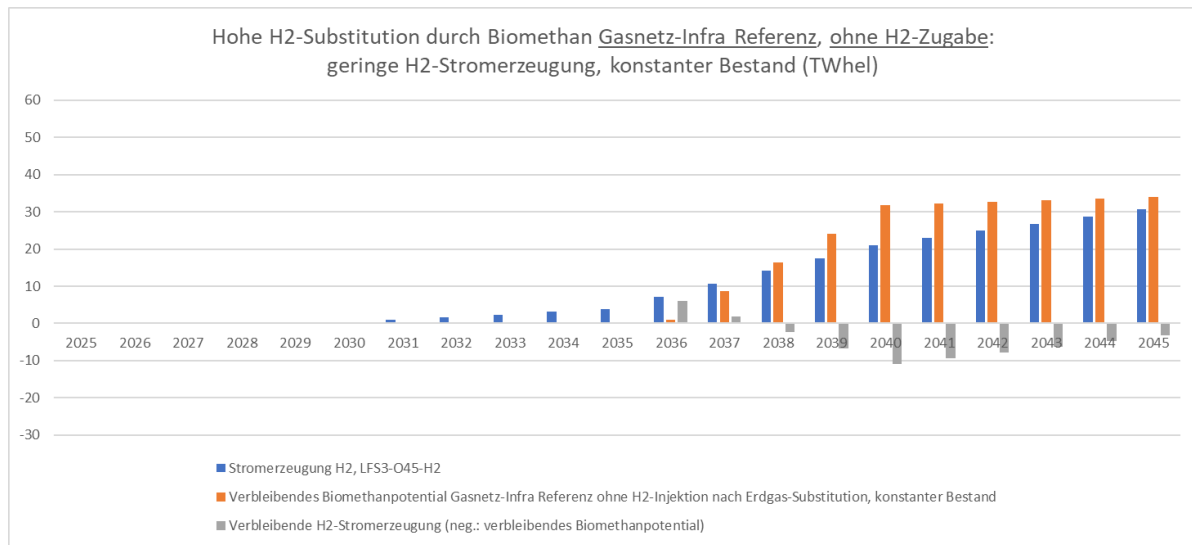


Abbildung 46: Hohe infrastrukturelle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

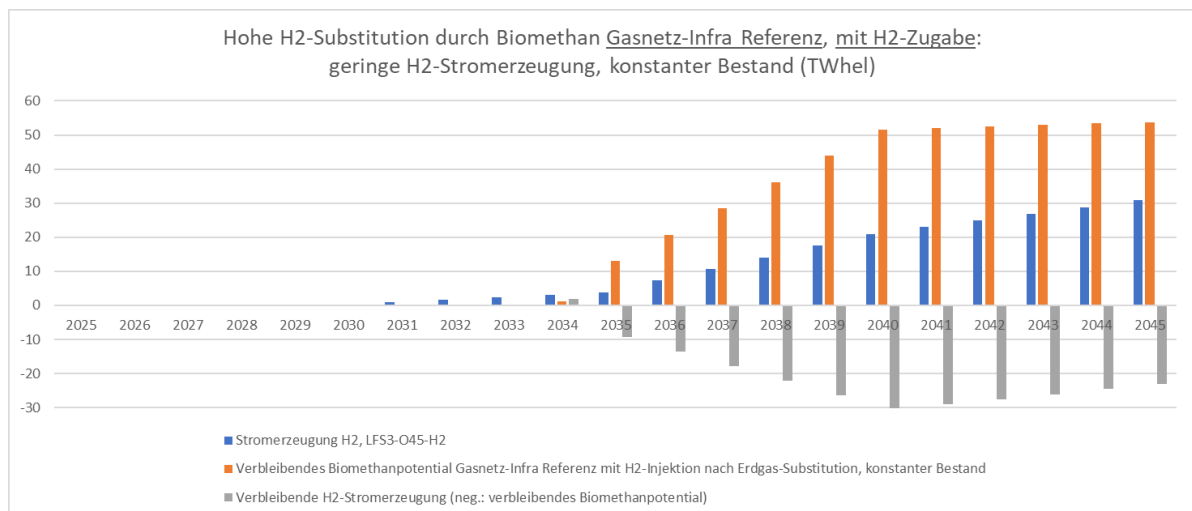


Abbildung 47: Hohe infrastrukturelle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Schon im Fall des geringeren infrastrukturellen Substitutionspotentials in der („geringsten“) Variante *ohne H₂-Zugabe* (Abbildung 48) könnte in den 2040er Jahren circa die Hälfte der H₂-basierten Stromerzeugung substituiert werden, nachdem das Biomethan-Potential durch den Phase-out der gasbasierten Erzeugung dort nicht mehr benötigt wird. In der Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 49) würde 2038 die Hälfte überschritten werden und in der Folge würde der Wert ca. 75–85 % betragen.

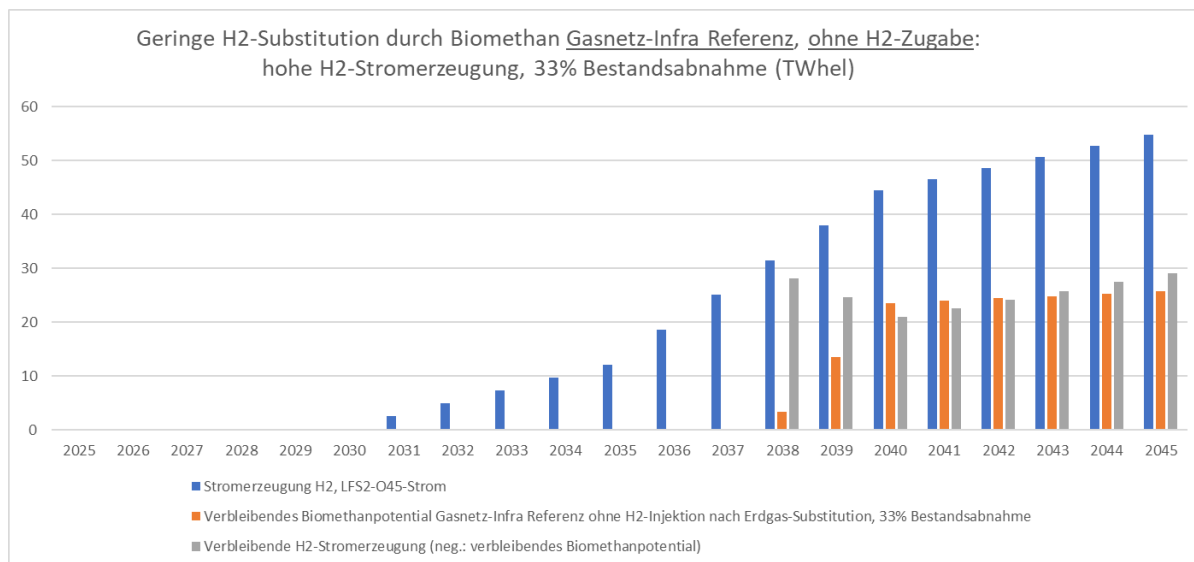


Abbildung 48: Geringe infrastrukturelle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

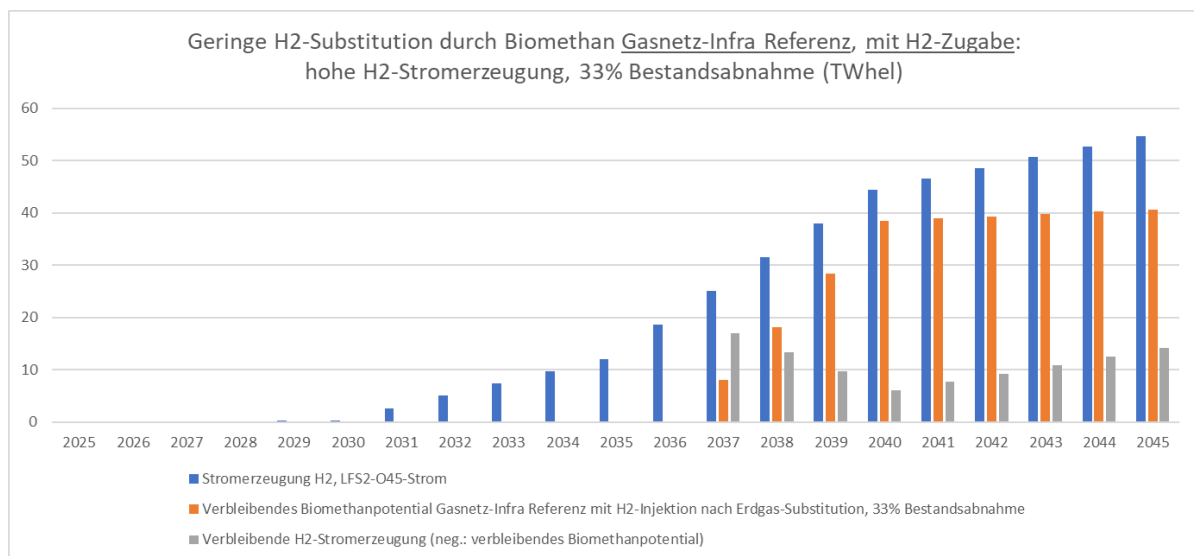


Abbildung 49: Geringe infrastrukturelle Substitution H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

Insgesamt könnte auch im Fall der infrastrukturellen zukünftigen Biomethanpotentiale (clusterfähige Biomethananlagen in der Nähe zu Gasnetzen) auch nach der (Teil-)Substitution der in den 2030er Jahren rückläufigen erdgasbasierten Stromerzeugung in zwei von vier Varianten

die H₂-basierte Stromerzeugung komplett substituiert werden. Weiter verblieben Biomethan-potentiale zum Einsatz in anderen Bereichen. Auch in diesen Fällen besteht die kurzfristige Übergangsproblematik mit zeitweilig höheren notwendigen H₂-basierten Kapazitäten; auch hier ist zwischen dem Einsatz des Biomethan-Potentials sowie gas- und H₂-basierter Erzeugung zu optimieren.

6.4 Weitere Anwendungen und Nutzungspfade: Sustainable Aviation Fuels (SAF) und Wasserstoffnetze

6.4.1 SAF: Biomethan, CO₂ und Methanol

Nachhaltige, d. h. THG-neutrale Flugtreibstoffe für den schwer zu dekarbonisierenden Sektor Luftfahrt bilden ein potentiell wichtiges Anwendungsfeld. Allerdings verläuft die Entwicklung von Prozessrouten samt deren Hochskalierung (technoökonomische Entwicklung) in diesem Bereich sehr dynamisch (DLR 2022; Capphenia 2025) und ist derzeit schwer abschätzbar. Daher wird keine eigene Mengenbetrachtung zu Biomethan analog zu oben durchgeführt. Stattdessen werden in diesem Zusammenhang wichtige Zusatznutzen der Biogasaufbereitung überschlägig quantifiziert.

Tabelle 15: Verfügbare CO₂-Mengen aus der Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe in Mt

Mt CO ₂	2030	2035
Summarisch: VOV-Bestandsumstellung (konstant) & Reststoffe bis 2035	5,6	13,2
Summarisch: VOV-Bestandsumstellung (Abnahme 33%) & Reststoffe bis 2035	5,0	10,0
Infrastrukturell: VOV-Bestandsumstellung (konstant) & Reststoffe bis 2035	2,1	4,2
Infrastrukturell: VOV-Bestandsumstellung (Abnahme 33%) & Reststoffe bis 2035	1,6	3,2

Quelle: Szenariodaten, FNR (2025), eigene Berechnungen

Tabelle 16: Verfügbare Methanol-Mengen auf Basis verfügbarer CO₂-Mengen in Mt

Mt Methanol	2030	2035
Summarisch: VOV-Bestandsumstellung (konstant) & Reststoffe bis 2035	9,3	18,6
Summarisch: VOV-Bestandsumstellung (Abnahme 33%) & Reststoffe bis 2035	7,0	14,0
Infrastrukturell: VOV-Bestandsumstellung (konstant) & Reststoffe bis 2035	5,5	11,0
Infrastrukturell: VOV-Bestandsumstellung (Abnahme 33%) & Reststoffe bis 2035	4,2	8,3

Quelle: Szenariodaten, FNR (2025), eigene Berechnungen

Aus der o. g. Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe entstehen – je nach Fallunterscheidung – entsprechende Mengen überschüssiges CO₂, das u. a. zur Produktion THG-neutraler Flugtreibstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAF) vermarktet werden kann. Alternativ kann das CO₂ durch bestimmte Verfahren in Reaktion mit „grünem“ Wasserstoff zu „grünem“ Methanol umgewandelt werden. Dies kann entweder anteilig konventionellem Flugtreibstoff beigemischt („drop in“) oder als SAF-Vorprodukt genutzt werden (DLR 2022). Tabelle 15 und Tabelle 16 zeigen Mengenabschätzungen auf Basis der oben verwendeten Szenarien auf.

6.4.2 Biomethan und Wasserstoffnetze

Weiter könnte statt der Aufbereitung zu Biomethan auch der umgekehrte Weg beschritten und Wasserstoff gewonnen werden. Auch wenn der energiesystemische Vorteil gerade im „grünen C“ gesehen wird, könnte die „grüne H₂-Gewinnung“ aus Biogas im begrenzten Umfang vorteilhaft sein, um lokale Wertschöpfungsmöglichkeiten zu nutzen (DBFZ 2022). Hierzu gibt es erste Pilotprojekte (Kieler Nachrichten 2025).

Schließlich könnten mit dieser Strategie Anlagen auch an zukünftig umgerüstete Wasserstoffnetze angeschlossen werden. Dies kann zu einer besseren Potentialerschließung beitragen, zudem kann damit gleichzeitig aus Netzbetreibersicht ein eventuelles Risiko von Lock-in-Effekten verringert werden, wenn bei Anschlussbegehren an zukünftig umzurüstende Gasnetze die Möglichkeit besteht, dass Aufbereitungsanlagen ebenfalls auf Wasserstoffherstellung und -einspeisung umgerüstet werden könnten.

6.5 Zwischenfazit

Auch im Fall der Biogasaufbereitung (Biomethan / Bioerdgas) und Einspeisung in das Erdgasnetz als Alternative zur VOV wäre die Substitution jeglicher erdgasbasierter Anwendungen möglich, wobei im vorliegenden Kapitel die Substitution energetischer Anwendungen betrachtet wurde. Zusätzlich zu den Fällen hoher und niedriger Substitution werden jeweils Varianten ohne und mit H₂-Zugabe aufgezeigt. In der ersten Variante entstehen entsprechende residuale CO₂-Mengen zur Vermarktung. Die zweite Variante kommt einer Potentialerhöhung gleich und benötigt entsprechende H₂-Mengen.

Wird das summarische Potential betrachtet, könnte die (rückläufige) erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 24–62 % und zwischen 2032 und 2036 komplett substituiert werden. Somit entstünde ein freies verbleibendes Potential, mit dem in drei von vier Varianten auch die (in den 2030er Jahren zunehmende) H₂-basierte Stromerzeugung komplett substituiert werden könnte. Weiter wurde die Verfügbarkeit von Infrastrukturen mittels bundesweiter GIS-Analyse zu Standorten von Anlagen und Erdgasnetzen abgeglichen, um den Teil der Anlagen abzuschätzen, die für eine Bündelung zu Biomethan-Clustern geeignet sind. Auf Basis des so ermittelten infrastrukturellen Potentials könnte die (rückläufige) erdgasbasierte Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 14–23 %, im Jahr 2035 zu 48 % bis über 100 % und ab 2038 in allen Szenarien komplett substituiert werden. Mit den verbleibenden infrastrukturellen Potentialen kann in zwei von vier Varianten auch in den 2030er Jahren zunehmende H₂-basierte Stromerzeugung komplett substituiert werden und es verbleiben weitere Biomethanpotentiale.

Generell zeigt sich eine Übergangsproblematik bei der Substitution von erdgas- zu H₂-basierter Stromerzeugung mit zeitweilig rechnerisch höheren notwendigen H₂-basierten Kapazitäten, bevor das verbleibende Potential ganz zur Substitution von H₂ genutzt werden kann. Hier ist zwischen dem Einsatz des Biomethan-Potentials sowie gas- und H₂-basierter Erzeugung zu optimieren.

Weiter wurde überschlägig die Nutzung der aus der Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe entstehenden residualen CO₂-Mengen aufgezeigt. So entstehen über alle Fälle und Varianten hinweg im Jahr 2035 3,2–13,2 Mt CO₂. Daraus könnten (in Reaktion mit weiteren „grünen“ H₂-Mengen) 8,6–18,6 Mt „grünes“ Methanol erzeugt werden. Dies könnte entweder anteilig konventionellem Flugtreibstoff beigemischt („drop in“) oder als Vorprodukt für THG-neutrale Flugtreibstoffe (SAF) genutzt werden.

Schließlich könnte auch der umgekehrte Weg beschritten und Wasserstoff aus Biogas gewonnen werden. Auch wenn der energiesystemische Vorteil gerade im „grünen C“ gesehen wird, könnte die „grüne H₂-Gewinnung“ aus Biogas im begrenzten Umfang vorteilhaft sein, um lokale Wertschöpfungsmöglichkeiten zu nutzen. Weiter könnten damit auch Anlagen an zukünftig umgerüstete Wasserstoffnetze angeschlossen werden. Dies kann zu einer besseren Potentialschließung beitragen, zudem kann damit aus Netzbetreibersicht ein eventuelles Risiko von Lock-in-Effekten verringert werden, wenn Aufbereitungsanlagen auf Wasserstoffherstellung und -einspeisung umgerüstet werden könnten.

Zur besseren Übersicht des Substitutionspotentials der Rückverstromung mittels Biomethan erfolgt die zusammenfassende Darstellung in Abbildung 50. Analog zu Abbildung 28 sind wieder die Summen aus erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung für beide Fälle abgebildet. Weiter sind beide Szenarien des freien Biomethanpotentials abgebildet. Analog zur Darstellung der Fernwärme (Abbildung 33) ist zusätzlich zur Mengenbetrachtung das hohe Potential unter Berücksichtigung der Netzrestriktion (GIS-Analyse; infrastrukturelles Potential: untere grüne dünne Linie) – in diesem Fall die Gasnetzanalyse in der Variante mit H₂-Zugabe – abgebildet. Die Durchschnitte sind grau gepunktet dargestellt. Wie oben erwähnt, wird das Biomethanpotential in diesem Abschnitt in TWh_{el} (Annahme Rückverstromung zu je 50 % in Erdgas-GuD und offener Gasturbine) dargestellt.

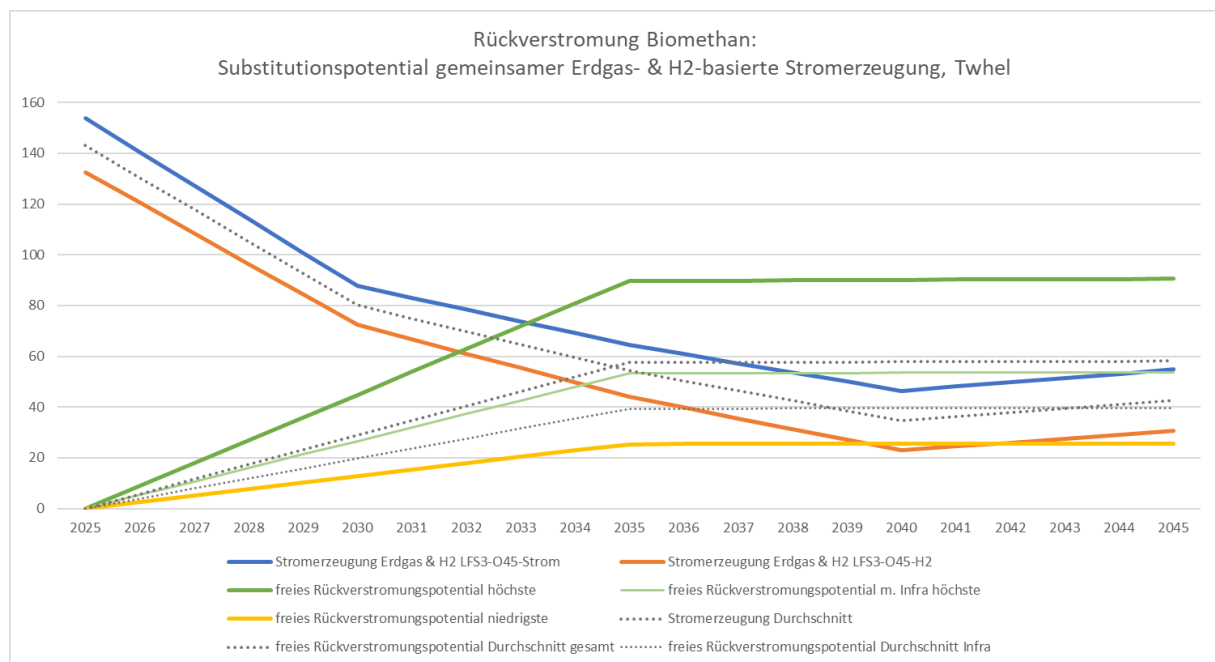


Abbildung 50: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan

In der mengenbasierten Betrachtung kann die erdgas- und H₂-basierte Stromerzeugung im Durchschnitt der Szenarien bereits ab 2035 vollständig ersetzt werden und es verbleibt ein freies Potential. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Erdgasnetzen (bundesweite GIS-Analyse, infrastrukturelles Potential: 59 % des gesamten Anlagenpotentials) könnten bis 2035 im Durchschnitt der Szenarien 72 % der erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung ersetzt werden. In den Jahren 2039–2043 wäre die Substitution komplett und bis 2045 würde sie wieder auf 93 % sinken. Die Schwankung erklärt sich aus der wieder steigenden H₂-basierten Stromerzeugung ab 2040 in den zugrundeliegenden Modellergebnissen.

7 Biomethan und Chemieindustrie: stoffliche Nutzung und Sektoranalyse

7.1 Vorgehen

Im Folgenden wird der Sektor Chemieindustrie – insb. die Grundstoffchemie – einer genaueren Analyse unterzogen. Neben seiner gesamtwirtschaftlichen Bedeutung kann dieser Sektor aufgrund der hohen Bedarfe an Methan und C bzw. CO₂ ggfs. einen potentiell großen Nachfrager und ein entsprechend neues Geschäftsfeld für Biogas-/Biomethananlagen darstellen.

Daher werden zunächst die in Kapitel 3 abgeleiteten summarischen und infrastrukturellen Potentiale den zukünftigen stofflichen Bedarfen an Erdgas und Naphtha gegenübergestellt. Des Weiteren erfolgt eine Sektoranalyse der Chemieindustrie zum tieferen Verständnis der C-Bedarfe (Struktur & Menge).

Die summarischen und infrastrukturellen Biomethanpotentiale wurden in den Abschnitten 3.2 und 3.3 abgeleitet. Die in Abschnitt 3.1 beschriebenen LFS 3-O45-Szenarien weisen industrielle stoffliche Erdgas- & Naphtabedarfe aus. Dabei wird für den hohen Substitutionsfall das höhere Biomethanpotential (konstanter Bestand) mit den geringeren Bedarfen des O45-Strom-Szenarios kombiniert und für den geringeren Substitutionsfall das geringe Biomethanpotential (Bestandsabnahme 33 %) mit den höheren Bedarfen des O45-H₂-Szenarios. Wieder bestehen jeweils Varianten ohne und mit H₂-Zugabe. Dabei ist zu beachten, dass bei der Zuordnung der Bedarfshöhe der kumulierte Bedarf über den gesamten Zeitraum zugrunde gelegt wurde, der nicht mit dem Bedarf z. B. im Jahr 2045 zu verwechseln ist. So hat das Szenario LFS 3-O45-H₂ den höheren (kumulierten) Bedarf, auch wenn dieser im Jahr 2045 geringer ist (und umgekehrt). Mit Blick auf die Daten fällt weiter auf, dass der (einfacher zu substituierende) industrielle stofflichen Erdgasbedarf mit überschlägig 20 TWh_{th}/a insgesamt deutlich geringer ausfällt als die Naphthabedarfe mit überschlägig 100 TWh_{th}/a. Im Betrachtungszeitraum fallen die Erdgasbedarfe in beiden Szenarien auf nahezu null, während die Naphthabedarfe auf 20-40 TWh_{th}/a zurückgehen.

Für die Erdgassubstitution wurde das Verhältnis 1:1 angenommen. Anhand der Heizwerte und molaren Massen von Methan und Naphtha lässt sich ableiten, dass 1 MWh Naphtha 1,42 MWh Methan entspricht. Daraus ergibt sich wiederum eine Umwandlungseffizienz der Naphthasubstitution von 70 %, die hier zugrunde gelegt wurde. Tatsächlich ist die Umwandlung von (Bio)Methan zu Naphtha bisher noch nicht im industriellen Maßstab etabliert. Sollte sich dieser errechnete Wert als zu optimistisch erweisen, fallen die genannten Substitutionspotentiale entsprechend geringer aus.

7.2 Summarisches Potential zur Substitution industrieller stofflicher Erdgas- & Naphtabedarfe

Werden nun die Substitutionspotentiale für den stofflichen Erdgasbedarf betrachtet, so kann dieser in allen „summarischen“ Fällen (d. h. ohne Betrachtung von Gasnetzen) bereits bis Ende der 2020er Jahre vollständig gedeckt werden. Wird nun die gesamte Substitution betrachtet, lassen sich folgende Aussagen tätigen:

Im Fall des höheren Substitutionspotentials (höheres freies Biomethan-Potential aus konstantem Bestand und geringere industrielle stoffliche Erdgas- & Naphtabedarfe) in der Variante

ohne H₂-Zugabe (Abbildung 51) könnten die genannten Bedarfe im Jahr 2035 zu drei Vierteln (76 %) und im Jahr 2040 komplett substituiert werden. In der („höchsten“) Variante *mit H₂-Zugabe* (Abbildung 52) findet die komplette Substitution bereits im Jahr 2034 statt. In beiden Varianten entstünde ein entsprechendes verbleibendes freies Potential.

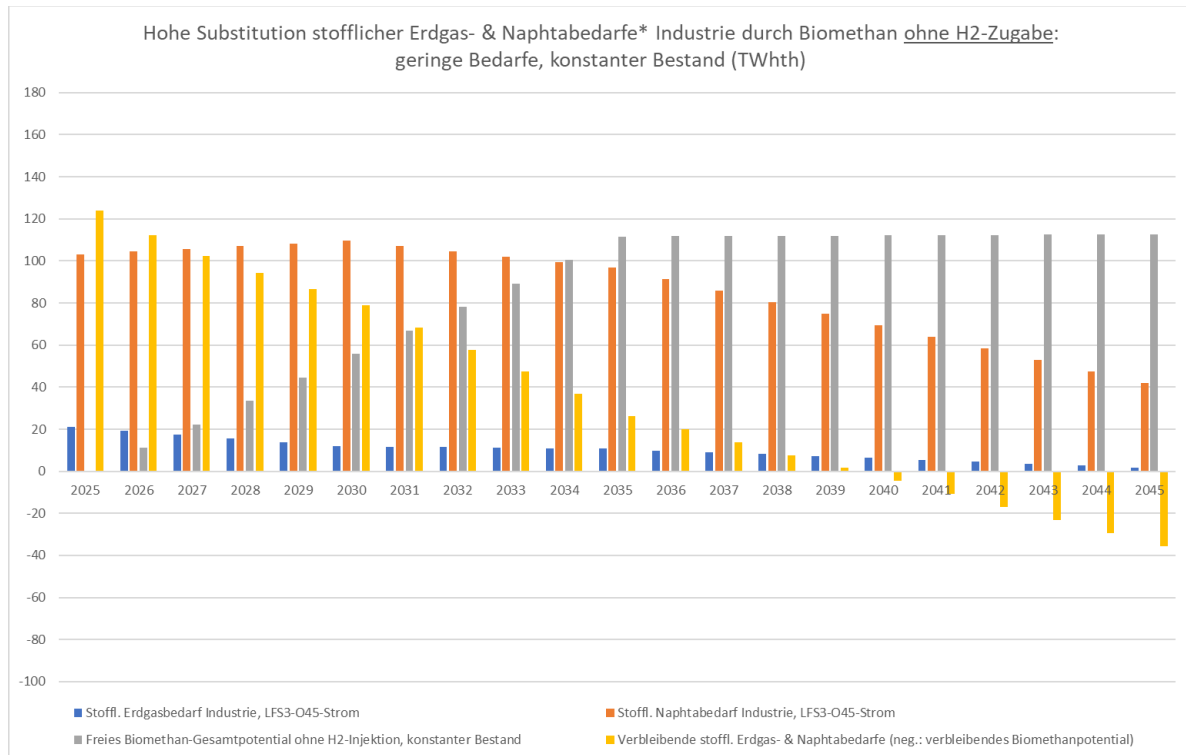


Abbildung 51: Hohe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

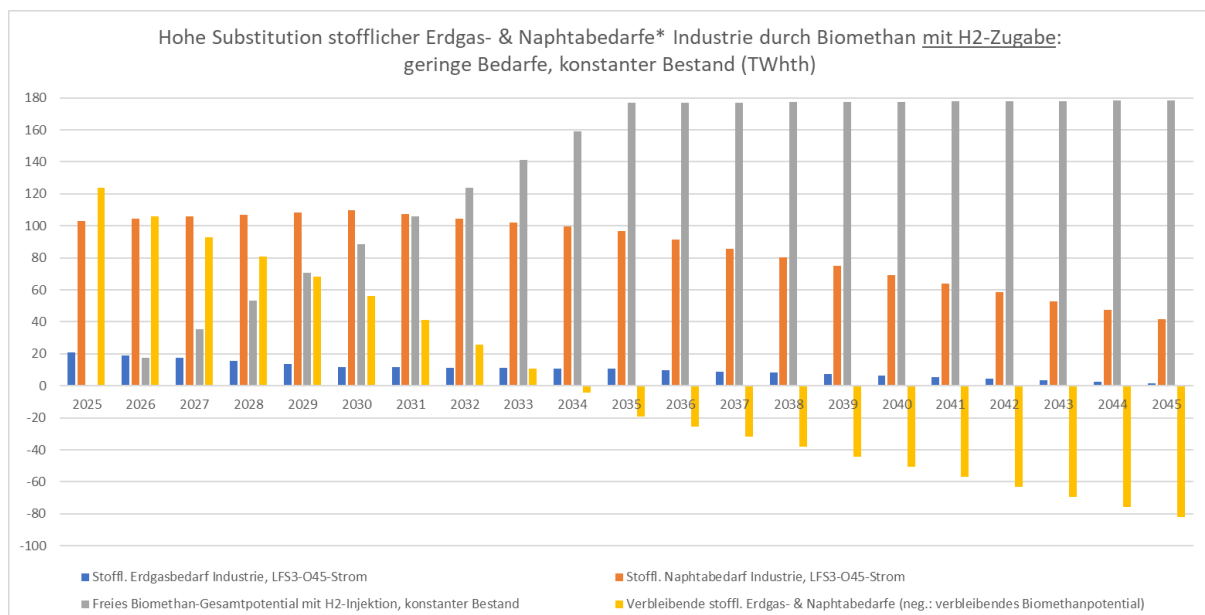


Abbildung 52: Hohe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

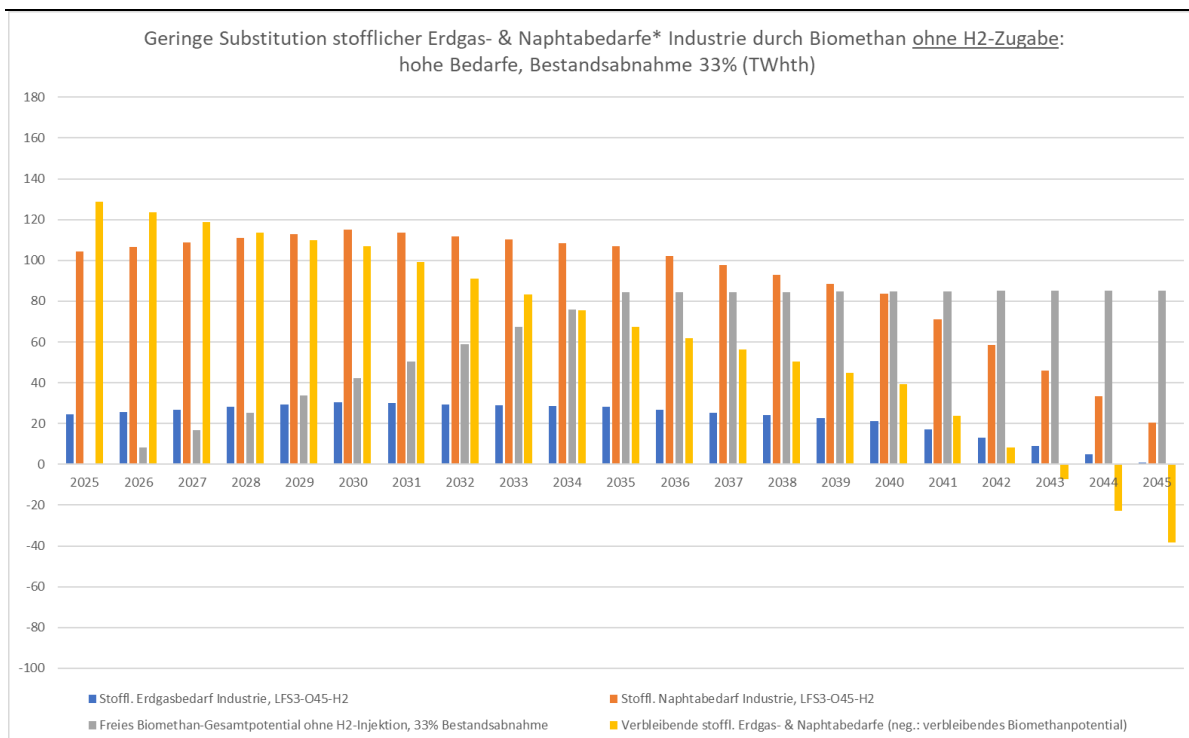


Abbildung 53: Geringe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

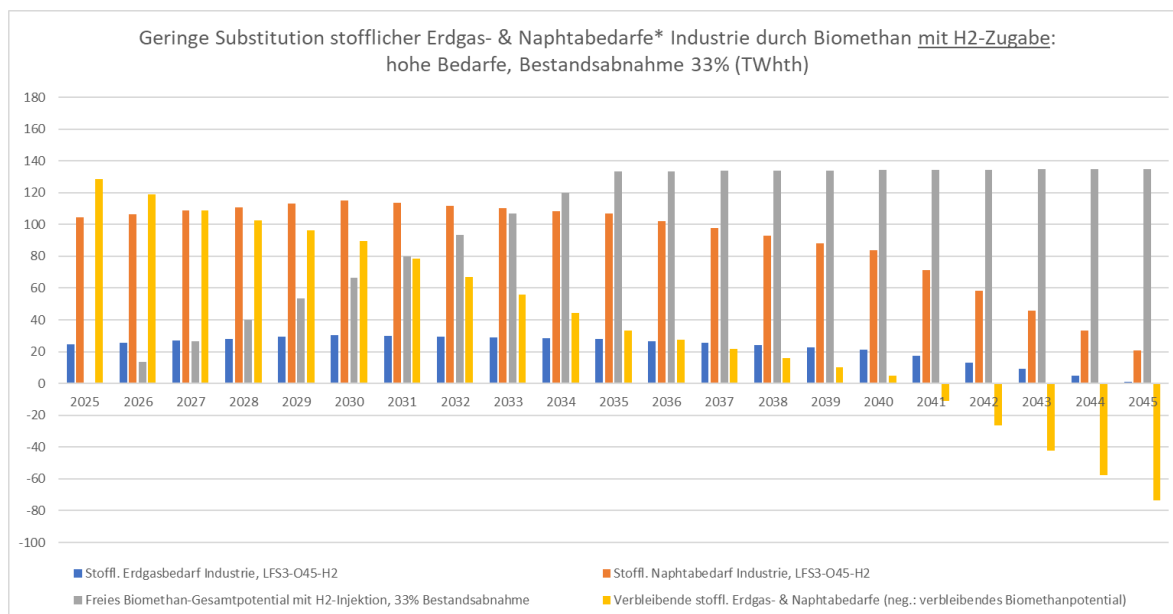


Abbildung 54: Geringe Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

Im Fall des geringeren Substitutionspotentials (geringeres freies Biomethan-Potential aus Bestandsabnahme 33 % und höhere industrielle stoffliche Erdgas- & Naphtabedarfe) in der „geringsten“) Variante *ohne* H₂-Zugabe (Abbildung 53) könnten die genannten Bedarfe im Jahr

2035 zur Hälfte, im Jahr 2040 zu 63 % und schließlich im Jahr 2043 komplett substituiert werden. In der Variante *mit* H₂-Zugabe (Abbildung 54) beträgt die Substitution im Jahr 2035 drei Viertel und im Jahr 2040 96 %, bevor im Jahr 2041 der gesamte Bedarf substituiert würde. In beiden Varianten entstünde ein entsprechendes verbleibendes freies Potential.

7.3 Infrastrukturelles Potential: Substitution industrieller stofflicher Erdgas- & Naphtabedarfe

Werden nun die infrastrukturellen Potentiale (d. h. mit Berücksichtigung der Nähe von Anlagenclustern zu Gasnetzen) betrachtet, so kann auch hier der stoffliche Erdgasbedarf in drei von vier Fällen bereits bis Ende der 2020er Jahre vollständig gedeckt werden. Lediglich im Fall mit geringer Substitution des infrastrukturellen Potentials in der Variante ohne H₂-Zugabe (dem „geringsten“ Substitutionsfall) geschieht dies im Jahr 2031.

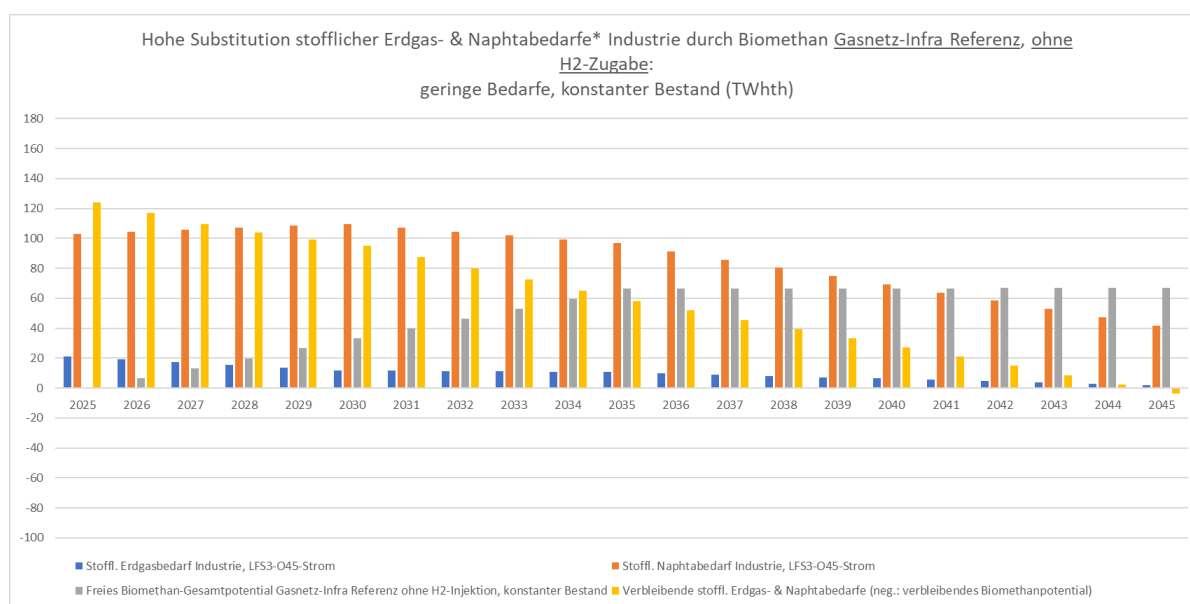


Abbildung 55: Hohe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

Im Fall des höheren Substitutionspotentials in der Variante *ohne* H₂-Zugabe (Abbildung 55) könnten die genannten Bedarfe im Jahr 2035 zu 46 %, im Jahr 2040 zu 64 % und im Jahr 2045 komplett substituiert werden. In der Variante *mit* H₂-Zugabe (Abbildung 56) beträgt die Substitution im Jahr 2035 71 %, bevor im Jahr 2040 der gesamte Bedarf substituiert würde. In beiden Varianten entstünde ein entsprechendes verbleibendes freies Potential.

Im Fall des geringeren Substitutionspotentials in der Variante *ohne* H₂-Zugabe (Abbildung 57, „geringster“ Substitutionsfall) könnten die genannten Bedarfe im Jahr 2035 zu 32 % und im Jahr 2040 zu 40 % substituiert werden. Im letzten Jahr der Betrachtung fände eine komplette Substitution statt. In der Variante *mit* H₂-Zugabe (Abbildung 58) beträgt die Substitution im Jahr 2035 47 % und im Jahr 2040 59 %, bevor im Jahr 2043 der gesamte Bedarf substituiert würde. In beiden Varianten entstünde ein entsprechendes verbleibendes freies Potential.

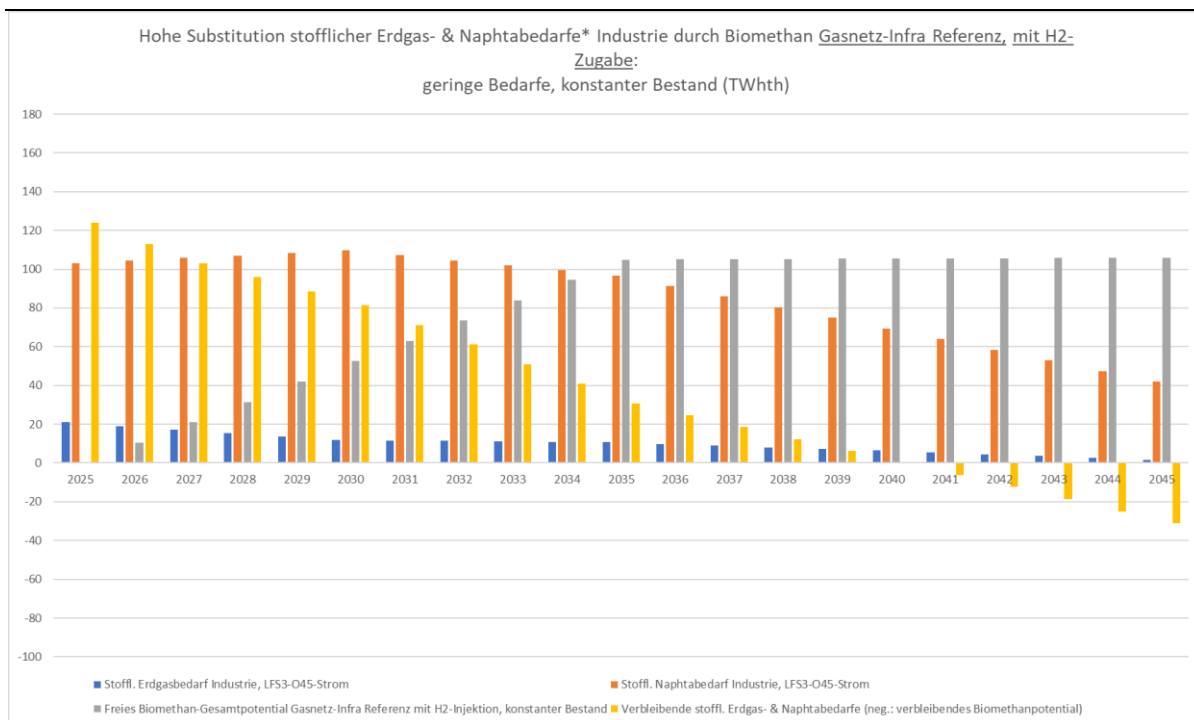


Abbildung 56: Hohe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

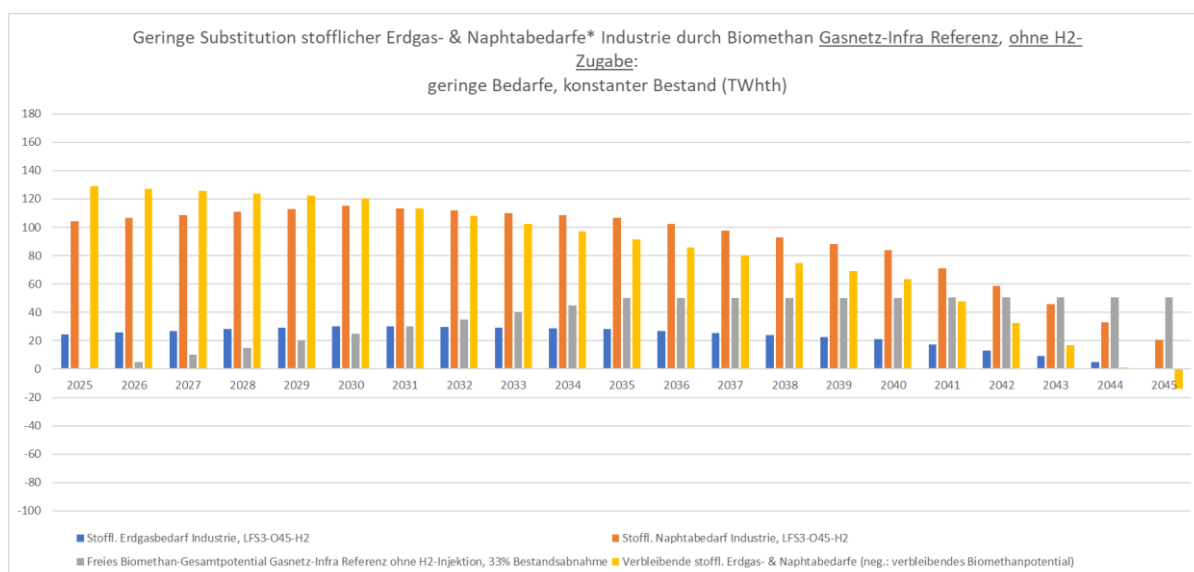


Abbildung 57: Geringe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

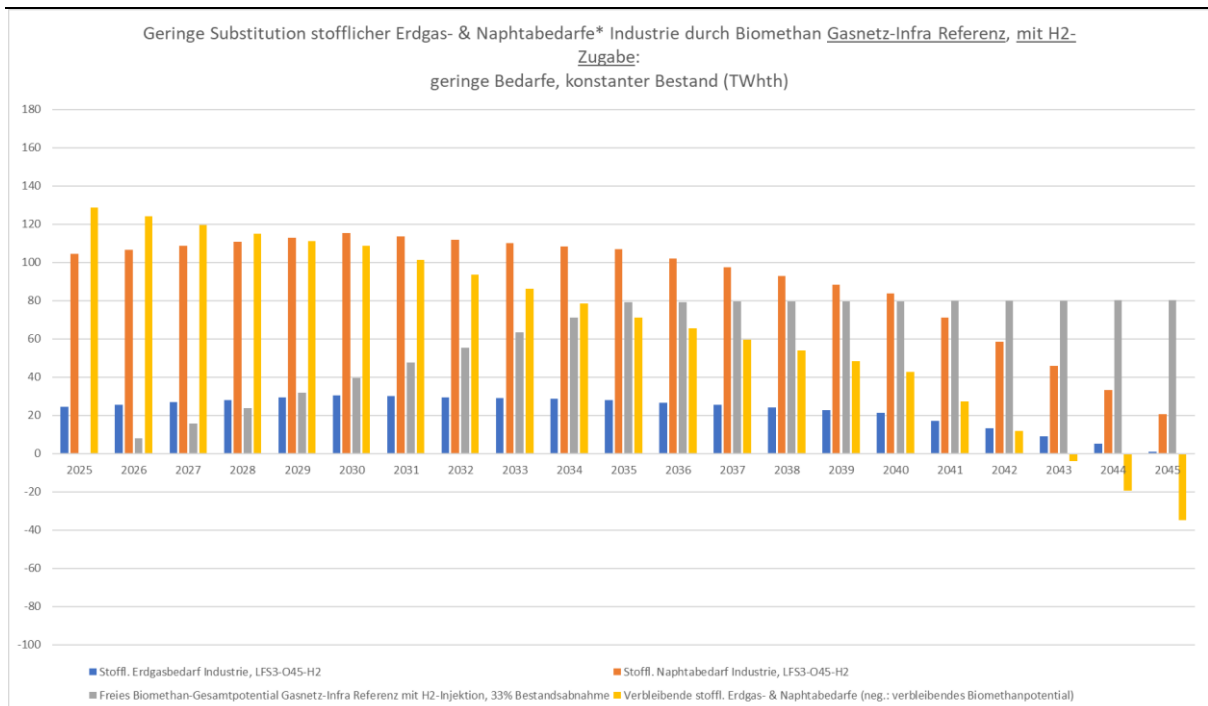


Abbildung 58: Geringe infrastrukturelle Substitution stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe Industrie durch Biogasaufbereitung mit H₂-Zugabe

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; *70 % Umwandlungseffizienz

7.4 Zwischenfazit stofflicher Substitutionspotentiale

Biomethan kann neben energetischen Verwendungen auch zur Substitution stofflicher Bedarfe von Erdgas und ggfs. Naphtha verwendet werden. Zur Betrachtung dieser Substitutionspotentiale wurden die summarischen und infrastrukturellen Biomethanpotentiale aus den vorherigen Kapiteln Szenario-Ergebnissen industrieller stofflicher Erdgas- & Naphtabedarfe gegenübergestellt. Während die Erdgassubstitution im Verhältnis 1:1 angenommen wurde, wurde für die Naphthasubstitution anhand der Heizwerte und molaren Massen von Methan und Naphtha eine Umwandlungseffizienz von 70 % abgeleitet. Sollte sich dieser errechnete Wert als zu optimistisch erweisen, fallen die genannten Substitutionspotentiale entsprechend geringer aus.

Insgesamt ist der (einfacher zu substituierende) Erdgasbedarf mit überschlägig 20 TWh_{th}/a deutlich geringer als der (schwieriger zu substituierende) Naphthabedarf mit überschlägig 100 TWh_{th}/a. So könnte der stoffliche Erdgasbedarf in allen Fällen bereits bis Ende der 2020er Jahre vollständig gedeckt werden.

Mit Blick auf die gesamten industriellen stofflichen Erdgas- & Naphtabedarfe findet die Komplettsubstitution im besten Fall im Jahr 2034 statt. Über alle übrigen Fälle hinweg betrachtet beträgt die Spanne der Substitution im Jahr 2035 zwischen 32–76 %. Im Jahr 2040 tritt die Komplettsubstitution in drei weiteren Fällen ein (bzw. in einem Fall beinahe mit 96 %), sodass die Komplettsubstitution in (fast) der Hälfte der Fälle stattgefunden hat. Für die andere Hälfte liegt die Spanne der Substitution im Jahr 2040 bei 40–64 %. In allen Fällen wäre somit eine Komplettsubstitution in den 2040er Jahren möglich und es verblieben entsprechende weitere Potentiale.

Zur besseren Übersicht des Substitutionspotentials industrieller stofflicher Erdgas- und Naphthabedarfe mittels Biomethan erfolgt in Abbildung 59 wieder eine zusammenfassende Darstellung. Es sind die Summen der Bedarfe an Erdgas und Naphtha für beide Fälle abgebildet. Dabei weichen die Werte von denen der Einzelgrafiken ab, da hier die Bedarfe an Naphtha bereits mit der angegebenen Umwandlungseffizienz („Erdgasäquivalente“) angegeben sind. Weiter sind beide Szenarien des freien Biomethanpotentials abgebildet. Analog zur Darstellung der Rückverstromung (Abbildung 50) ist zusätzlich zur Mengenbetrachtung das hohe Potential (mit H₂-Zugabe) unter Berücksichtigung der Gasnetzrestriktion (GIS-Analyse; infrastrukturelles Potential: untere dünne grüne Linie) abgebildet (Durchschnitte grau gepunktet). Die Mengen sind hier abweichend, da hier TWh_{th} relevant sind.

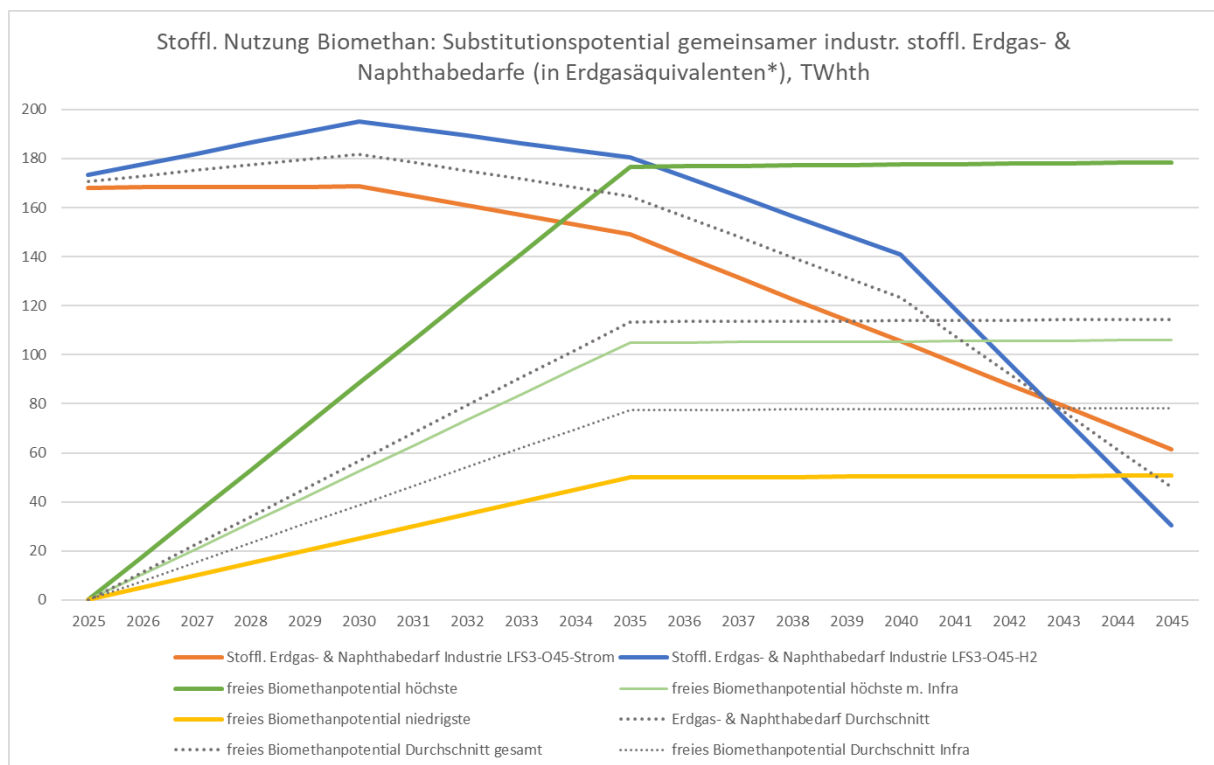


Abbildung 59: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan

*Erdgasbedarf zur Naphtha-Substitution, 70 % Umwandlungseffizienz

In der mengenbasierten Betrachtung können die industriellen stofflichen Erdgas- und Naphthabedarfe im Durchschnitt der Szenarien im Jahr 2035 zu 69 % ersetzt werden. Ab dem Jahr 2041 wäre die Substitution komplett und es verbliebe ein freies Potential. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Erdgasnetzen (bundesweite GIS-Analyse, infrastrukturelles Potential: 59 % des gesamten Anlagenpotentials) könnten bis 2035 im Durchschnitt der Szenarien 47 % der industriellen stofflichen Erdgas- und Naphthabedarfe ersetzt werden. Im Jahr 2040 läge die Substitution bei 63 % und ab 2043 wäre sie komplett.

7.5 Sektoranalyse: Chemieindustrie & Bedarfe an grünem CO₂ – Rahmen für nichtenergetische Nutzung von Kohlenstoff

Biogas und aus Biogas erzeugte Produkte (Biomethan) oder nach dessen energetischer Nutzung entstehendes Kohlendioxid (CO₂) können zukünftig auch in einer nicht energetischen Nutzung eine verstärkte Nachfrage finden. Gegenwärtig ist die Diskussion auf der Nachfrageseite nicht so weit fortgeschritten, dass sich hierzu schon plausible Mengen angeben ließen. Deshalb wird im Folgenden ersatzweise der quantitative Rahmen für eine nicht energetische Nutzung diskutiert, woraus sich Eckdaten für weitere zukünftige Überlegungen ergeben. Zuerst werden dabei die in den letzten Jahren in Deutschland für nicht energetische Zwecke eingesetzten fossilen Energieträger betrachtet. Damit wird ein Eindruck vermittelt, welcher Bedarf für eine Defossilisierung aktuell erkennbar ist und welche Energieträger den Bedarf an fossilem Kohlenstoff gegenwärtig decken. Eine genauere Branchenaufteilung des Bedarfs ist datentechnisch nicht ohne Weiteres möglich. Jedoch kann die große Bedeutung der chemischen Industrie erkannt werden. Deshalb wird anschließend dieser Bereich näher betrachtet, indem wesentliche C-haltige Produkte der Grundstoffchemie – also die Herstellung jener Produkte, über die ein Großteil der C-Masse Eingang in die Chemiebranche findet und die in weiteren Prozessschritten zu einer Vielzahl an Produkten verarbeitet wird – identifiziert und quantitativ erfasst werden. Damit können zentrale Zielprodukte isoliert werden, für die dann zukünftig zu überlegen wäre, inwieweit hier in technisch-ökonomischer Hinsicht Prozesse auf Basis von Biogas eine Rolle spielen können. Bis dahin wird der IST-Zustand behandelt. Einen Ausblick in eine mögliche Zukunft bieten einige neuere Studien (vor März 2025), die mögliche Pfade einer Entwicklung hin zu einer defossilisierten Grundstoffchemie – oder wesentlicher Teile davon – in Deutschland in den nächsten 20–30 Jahren diskutieren. Im Hinblick auf den Einsatz von Biogas wesentliche Aussagen werden abschließend zusammengefasst.

7.5.1 Zur Methodik

Quantitative Werte werden im Folgenden überwiegend in Masse an Kohlenstoff angegeben. Entsprechende Umrechnungen von Energieträgern oder Molekülen wurden stöchiometrisch auf Basis des C-Gehalts der betrachteten Moleküle berechnet. Dabei wurde vereinfachend die Anzahl an Protonen und Neutronen eines jeden Elements und das häufigste natürlich vorkommende Isotop herangezogen. Für die hier relevanten Elemente würde die Verwendung von molaren Massen und der natürlichen Häufigkeitsverteilungen der Isotope nur zu in diesem Kontext unerheblichen Abweichungen führen. Ergänzend wurde für in der chemischen Industrie erzeugte Moleküle – wo erforderlich – eine hundertprozentige Reinheit der produzierten Massen angenommen. Für eine Vielzahl an verschiedenen Molekülen in teils nicht genau bekannter Verteilung in den enthaltenden Energieträgern erfolgte die Umrechnung auf Basis von CO₂-Emissionsfaktoren aus UBA (2022). Mit ihrer Hilfe lassen sich aus Angaben zur Einsatzmenge für einen betrachteten Energieträger die gesamten CO₂-Emissionen bestimmen, die bei energetischer Nutzung freigesetzt würden. Da im Falle einer energetischen Nutzung und einer für die Bestimmung von Emissionsfaktoren angenommenen vollständigen Verbrennung sämtlicher in dem Energieträger enthaltener Kohlenstoff in CO₂ umgewandelt wird, kann aus den gesamten CO₂-Emissionen stöchiometrisch die C-Masse des betrachteten Energieträgers berechnet werden.

7.5.2 Gegenwärtiger nicht energetischer Verbrauch an fossilen Energieträgern in Deutschland

Der gegenwärtige Bedarf an fossilen Energieträgern für nicht energetische Nutzung wird hier eingeschätzt. Die Ergebnisse geben einen Anhaltspunkt, wie viel Kohlenstoff erforderlich wäre, um diesen Bedarf defossilisiert zu decken. Aufgrund des Bezugs auf fossile Energieträger ist der Bedarf nicht enthalten, der gegenwärtig bereits gedeckt wird aus

- biotischen C-Quellen (z. B. für Cellulose),
- anderweitigen C-Quellen (z. B. Kalk, CO₂) oder
- Recycling und Kreislaufführung (z. B. von Kunststoffen) (Bringezu et al. 2020).

Der nicht energetische Verbrauch an fossilen Energieträgern kann den Energiebilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, verschiedene Jahre) sowohl in Energie- als auch in Gewichtseinheiten aufgeschlüsselt nach Energieträgern entnommen werden. Dort ist jeweils die Zeile „Nichtenergetischer Verbrauch“ relevant¹. Ausgewertet wurden die Jahre 2018–2022, um einen Einblick in die Entwicklung zu erhalten. Dies ist auch deshalb wichtig, weil die Jahre ab 2020 wegen der Corona-Pandemie sowie den Auswirkungen des russisch-ukrainische Krieges nicht ohne Weiteres als typisch angesehen werden können. Die Umrechnung auf den C-Gehalt (in kt) erfolgte auf Basis der Auflösung der Energieträger in der Energiebilanz. Tabelle 17 zeigt das Ergebnis mit bereits aggregierten Energieträgern. Nachrichtlich ist auch der Input an Koks in Hochöfen aufgenommen². Der Kokeinsatz unterscheidet sich insofern von nicht energetischen Verbräuchen, da auch ein energetischer Output ausgewiesen ist („Gichtgas, Konvertergas“) und Koks energetisch zum Schmelzen des Eisens verwendet wird und dem nicht energetischen Verbrauch als Reduktionsmittel für das Eisenoxid nur ein kleiner Anteil zuzurechnen ist. Jedenfalls ist die relativ große Masse an C-Inputs in Hochöfen besonders zu fokussieren, was aber aufgrund der Besonderheiten der Eisenproduktion im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen kann. Dabei können dann auch mögliche anderweitige C-Bedarfe in der Stahlproduktion thematisiert werden (z. B. zur exakten Einstellung eines gewünschten C-Gehalts eines Stahls).

Für die anderen Energieträger zeigt sich, dass auf Kohlen nur eine geringe Menge entfällt, für Erdgas jedoch erheblich höhere Werte ersichtlich sind, wobei im Jahr 2022 ein deutlicher Einbruch zu verzeichnen ist, was aufgrund des starken Anstiegs der Erdgaspreise nicht verwunderlich ist³. In den Jahren davor war ein Verbrauch von circa 2 Mt-C/a (35–40 TWh/a) zu verzeichnen. Der Großteil des nicht energetischen Verbrauchs entfällt aber auf Mineralölzeugnisse. Davon entfallen über die Jahre schwankend etwa 30–40 % auf „Rohbenzin“. Daneben sind circa 20 % „anderen Mineralölprodukte“ zuzurechnen; für diese deutet BAFA (2022, z.B. Tabelle 7j) darauf hin, dass es sich vermutlich in größerem Umfang um Bitumen und etwas weniger um Schmierstoffe handelt, die für einen potentiellen Biogaseinsatz eher nicht relevant

¹ Unter den einschlägigen Energieträgern liegen nur für „Erdgas, Erdölgas“ ausschließlich energetische Werte vor.

² In den Energiebilanzen zu finden unter „Umwandlungseinsatz, Hochöfen“ – Energieträger „Koks“.

³ Bereits Ende 2021 steigen die Gaspreise deutlich. Verschiedene Gaspreisindexe weisen etwa auf eine Verdreifachung des jahresdurchschnittlichen Großhandelspreises von Erdgas im Jahr 2022 im Vergleich zu 2021 hin (BNetzA und BKart 2023, S. 46).

sind. Die restlichen Mineralölerzeugnisse entfallen vornehmlich auf Ottokraftstoff (15–18 %), Heizöl (Schwer- und Leichtöl: 12–14 %) und Flüssiggas (9–12 %).

Während der Erdgaseinsatz grundsätzlich unmittelbar durch Biomethan substituiert werden könnte, stellt sich ergänzend die Frage, inwieweit Biogas / Biomethan oder Kohlendioxid, das aus einer energetischen Nutzung von Biogas oder der Aufbereitung zu Biomethan abgeschieden werden kann, Mineralölerzeugnisse in der nicht energetischen Nutzung substituieren könnte.

Tabelle 17: Gesamter nicht energetischer Verbrauch fossiler Energieträger in Deutschland (in Mt C)

in Mt – C	Kohlen	Mineralölerzeugnisse	Erdgas	Summe	Input Koks Hochöfen	Summe (inkl. Koks)
2018	0,47	16,1	2,1	18,6	4,8	23,4
2019	0,47	15,5	2,2	18,1	4,5	22,6
2020	0,45	15,9	1,9	18,2	3,7	22,0
2021	0,46	16,8	1,9	19,2	4,3	23,4
2022	0,44	14,8	1,3	16,5	4,0	20,5

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (verschiedene Jahrgänge)

Aus den Energiebilanzen selbst lässt sich die sektorale Verteilung des nicht energetischen Verbrauchs nicht erschließen, in sehr eingeschränktem Umfang erlaubt dies aber (StaBa 2024a). Zumindest lässt sich erschließen, dass in den Jahren 2019–2022 jeweils etwa 93 % des nicht energetischen Erdgasverbrauchs auf die chemische Industrie entfielen. Demnach ist für die gegenwärtige Zusammensetzung und zukünftige Entwicklung des nicht energetischen Methanverbrauchs der chemischen Industrie entscheidend, inwieweit eine Nachfrage nach Biomethan für die nicht energetische Nutzung entsteht.

Zur weiteren, verbesserten Einschätzung der Ausgangssituation werden deshalb Daten zu chemischen Produkten betrachtet.

7.5.3 Gegenwärtige Erzeugung von kohlenstoffhaltigen Grundstoffen der chemischen Industrie

Die Masse der Produktion chemischer Produkte kann aus (StaBa 2024b) entnommen werden. Die Statistik enthält grundsätzlich für hier einschlägige Produkte Produktionsmengen in Masseinheiten⁴. In einem ersten Schritt wurde das Verzeichnis der dortigen Produkte (StaBa 2018) durchgesehen, um diejenigen Produkte auszuwählen, deren Produktion nicht auf Basis von anderen chemischen Produkten erfolgt und die Kohlenstoff enthalten; also gewissermaßen die Produkte, bei deren Produktion Kohlenstoff in die chemische Industrie gelangt und die

⁴ Das „Gewicht der Gesamtproduktion“ wird in dieser Statistik nicht durchgehend angegeben, für die hier Güter aber grundsätzlich schon.

dann verwendet werden, um vielfältige weitere kohlenstoffhaltige chemische Produkte zu erzeugen. Dabei muss auf die dortige Gliederung zurückgegriffen werden; z. B. ist eine Auflösung dort aggregierter Stoffe nicht möglich. Die Auswahl erfolgte auf Basis weiterer Literatur (z.B.: Bringezu et al. 2020, 12f.; VCI und VDI 2023) und Vorkenntnissen zu chemischen Produkten mit einem besonderen Augenmerk auf die Gliederungspunkte „Acyclische Kohlenwasserstoffe“ und „Cyclische Kohlenwasserstoffe“. Ergänzend wurden Methanol und Harnstoff aufgenommen. Getrennt von diesen Gütern wird Ammoniak betrachtet, das zwar keinen Kohlenstoff enthält, für dessen Produktion aber auf Erdgasbasis produzierter Wasserstoff eingesetzt wird. Die Durchsicht des Verzeichnisses ergab keine weiteren Produkte, die weder unmittelbar noch mittelbar aus bereits aufgenommenen Produkten erzeugt werden oder für die eine nennenswerte Menge an C-Bedarf erkannt wurde, die potenziell aus Biogas bereitgestellt werden könnte⁵.

In der Statistik gibt es keine Hinweise auf Produktionsverfahren oder auf die Verwendung. Deshalb kann nicht generell für sämtliche im Folgenden genannten Gütergruppen mit Sicherheit ausgeschlossen werden, dass sie nicht teils aus anderen genannten Gütergruppen hergestellt wurden. Eine Addition der Angaben ist mithin nicht ohne Weiteres möglich. Tabelle 18 zeigt das Ergebnis.

Die Kohlenwasserstoffe in der Tabelle (außer Methanol und Harnstoff) werden typischerweise aus Mineralölprodukten hergestellt. Die wesentlichen Mengen entfallen dabei auf acyclische Kohlenwasserstoffe mit mindestens einer Mehrfachbindung zwischen den Kohlenstoffatomen (von „Ethylen“ bis „andere acyclische ungesättigte Kohlenwasserstoffe“, die die massenmäßig wesentlichen Olefine ausmachen) und auf sogenannte aromatische Verbindungen (v. a. Benzol, Toluol und Xylol; im Weiteren mit BTX abgekürzt)⁶. Offensichtlich dominieren wenige Moleküle den Großteil des C-Gehalts: Unter den Olefinen sind dies Ethylen, Propen und Buten, hinzu kommt unter den Aromaten vor allem Benzol. Für eine zukünftige Defossilisierung der chemischen Industrie Deutschlands sind also quantitativ die Herstellungsverfahren und Inputs dieser Produkte zentral. Welchen Beitrag sie zu einer Defossilisierung leisten können, ist damit aus Sicht von Biogas / Biomethan / CO₂ aus Biogasverbrennung oder -aufbereitung eine wichtige Frage. Diesen Produkten kommt eine zentrale Rolle zu, da aus ihnen ein großer Teil der weiteren C-haltigen chemischen Produkte direkt oder indirekt (z. B. Kunststoffe) in der Primärproduktion hergestellt wird. Das heißt, mit der Defossilisierung dieser wenigen Produkte könnte der Großteil der stofflichen C-Nutzung in der chemischen Industrie defossilisiert werden, ohne dass völlig andere Produktionsmethoden in den vielfältigen nachfolgenden Prozessen erforderlich wären. Neben einer Defossilisierung dieser Produkte ist natürlich auch eine Bedarfsreduktion von Zwischen- oder Endprodukten, der Beitrag von verschiedenen Recyclingmethoden sowie das Einschleusen von Biomasse auf verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette relevant.

⁵ Das einzige Gut, für das große Mengen an C aus anderweitigen Quellen identifiziert werden konnten, war Dinatriumcarbonat (Soda) (GP19-201343100): Die produzierten Mengen in den einzelnen Jahren von 2019 bis 2023 enthielten 240–290 kt Kohlenstoff. Falls das Solvay-Verfahren dominiert, ist Kalk als C-Quelle anzusehen.

⁶ Diese Zusammenfassungen und Bezeichnungen als Olefine und BTX werden in der folgenden Beschreibung der Szenarieliteratur mitunter verwendet und deshalb hier eingeführt (zu BTX s. z.B. VCI und VDI 2023, S.49f.)

Auf Methanol entfällt eine kleinerer, aber immer noch merklicher C-Gehalt von etwa 270–570 kt-C/a. Interessant ist Methanol, weil es gegenwärtig auf Basis von Erdgas produziert wird (entspricht rund 1,0–2,1 Mt CO₂/a). Erstens ist dieses Erdgas im aktuellen Produktionsverfahren grundsätzlich durch Biomethan zu ersetzen. Zweitens erfordert eine künftige Produktion aus grünem Wasserstoff notwendigerweise einen Kohlenstoffinput, der in Form von Kohlendioxid gewährleistet werden könnte. Das Kohlendioxid könnte dabei aus der energetischen Nutzung von Biomasse bzw. aus der Aufbereitung stammen⁷.

Tabelle 18: Masse an Kohlenstoff in ausgewählten chemischen Produkten (Produktion in Deutschland, in kt C)

Meldenummer		2019	2020	2021	2022	2023
GP19-201411200	Acyclische Kohlenwasserstoffe, gesättigt	59	25	keine Daten	85	keine Daten
GP19-201411300	Ethylen	3878	4259	4454	3703	3323
GP19-201411400	Propen	2948	2983	3045	2624	2474
GP19-201411500	Buten und Isomere	1011	1001	1038	925	945
GP19-201411600	Buta-1,3-dien, Isopren	814	840	835	691	708
GP19-201411900	Andere ungesättigte acyclische Kohlenwasserstoffe	99	119	136	86	66
GP19-201412150	Andere acyclische Kohlenwasserstoffe	65	59	63	54	62
GP19-201412230	Benzol	1398	1410	1457	1313	1143
GP19-201412250	Toluol	500	522	517	515	486
GP19-201422100	Methanol	524	571	510	409	274
GP19-201531300	Harnstoff, Stickstoffanteil (Masse) >45 %	213	212	179	154	156

Quelle: Eigene Berechnung aus (StaBa 2024b)

Anmerkungen:

- Stöchiometrische Berechnung; wo erforderlich unter Annahme 100-prozentiger Reinheit der Produktionsmenge.
- In der Datenquelle sind grundsätzlich Xylole nach drei Isomergruppen erfasst; da nur für 2019 und dort nur für zwei Isomere eine Angabe zur Produktionsmenge vorliegt, wird auf eine Ausweisung verzichtet – für die ausgewiesene Teilmenge im Jahr 2019 ergab sich eine C-Masse von etwa 358 kt.

⁷ Zu heutigen und zukünftigen Optionen der Methanolproduktion s. IRENA, Methanol Institute (2021).

-
- Laut (StaBa 2024b) produzierte ein Unternehmen in Deutschland in den Jahren 2020–2023 Harnstoff mit geringerer Reinheit (Stickstoffanteil höchstens 45 Masseprozent; Meldeummer GP19-201531800). Aus Geheimhaltungsgründen werden in der Quelle keine Daten für dieses Unternehmen veröffentlicht. Es wurde nicht versucht, die Produktionsmenge von Harnstoff mit geringerer Reinheit anderweitig zu ermitteln. Die Werte für Harnstoff laut Tabelle 18, die auch in der Diskussion im Text zugrunde gelegt werden, sind deshalb eine untere Abschätzung. Die dort ausgewiesene Produktionsmenge an relativ reinem Harnstoff wurde 2023 von sechs verschiedenen Unternehmen hergestellt.

Auf Harnstoff entfällt mit 154–213 kt/a eine etwas geringere C-Masse als auf Methanol (entspricht rund 565–780 kt CO₂)⁸. Harnstoff enthält ein Kohlenstoffatom. Dieses wird gegenwärtig aus CO₂ gewonnen, aus dem zusammen mit Ammoniak Harnstoff synthetisiert wird. Das CO₂ stammt dabei typischerweise aus der für die vorgelagerte Ammoniakproduktion erforderliche Wasserstoffherstellung aus Erdgas, wo es als Reststoff anfällt. Harnstoff wird überwiegend als Dünger eingesetzt. Dabei wird die CO-Gruppe im Harnstoff von Bodenorganismen gecrackt, in CO₂ umgewandelt, welches in die Luft entweicht⁹. Für Kohlenstoff aus Biogas bedeutet dies: Ein potentieller Ersatz von Erdgas durch Biomethan in der gegenwärtigen Wasserstoffproduktion und anschließender Ammoniaksynthese mit nachgelagerter Harnstoffproduktion ist möglich. Vor allem aber erfordert ein Umstieg auf grünes Ammoniak – ob nun in Deutschland produziert oder importiert – eine CO₂-Quelle für die Harnstoffproduktion. Das CO₂ sollte dabei fossilfrei sein, sofern weiterhin eine breite Anwendung als Dünger anvisiert wird, da das eingesetzte CO₂ unmittelbar in die Luft abgegeben wird. Denn eine Zurückhaltung des aus der landwirtschaftlichen Fläche emittierten CO₂ kann als unpraktikabel angesehen werden.

Die Ammoniakproduktion wird hier für eine langfristige Perspektive nur der Vollständigkeit halber erwähnt. Zwar wird das Ammoniak in Deutschland aus Wasserstoff produziert, der gegenwärtig unter Einsatz von Erdgas aus Methan und Wasser erzeugt wird. Für eine zukünftige Klimaneutralität wird eine Wasserstofferzeugung aus Biomethan in Deutschland aber bestenfalls als Nischenlösung diskutiert (DBFZ 2022). Da als zukünftige Alternative „grüner Ammoniak“ auf Basis von „grünem Wasserstoff“ gesehen wird, ist die zukünftige Ammoniakproduktion in Deutschland für einen potentiellen Einsatz von Biogas kaum relevant. Für „grünes Ammoniak“ besteht kein Bedarf an Kohlenstoff. Mithin ist dafür auch irrelevant, inwieweit das Ammoniak in Deutschland erzeugt oder importiert wird. Allenfalls ob mit einer Verlagerung der Ammoniakproduktion ins Ausland auch eine Verlagerung der Harnstoffproduktion einhergehen könnte, wäre in dem Kontext relevant. Für eine Abschätzung des zukünftigen Bedarfs an grünem Wasserstoff ist die Entwicklung der Kohlenstoffproduktion in Deutschland allerdings sehr wohl relevant. Die Jahresproduktion von Ammoniak in Deutschland sank von deutlich über 3 Mt-NH₃/a vor 2019 auf ziemlich genau 3 Mt-NH₃/a in den Jahren 2020 und 2021 und schließlich auf etwa 2,1 Mt-NH₃/a in den Jahren 2022 und 2023¹⁰. Allenfalls in kurzer oder mittlerer Frist könnte eine Substitution von Erdgas durch Biomethan/-gas eine Option für Hersteller sein, die

⁸ Allerdings ist hier darauf zu verweisen, dass in der zugrundeliegenden Quelle nicht die gesamte Harnstoffproduktion in Deutschland erfasst ist (siehe Tabelle 18, „Anmerkungen“).

⁹ Zu Stoffströmen, Technologien und Weiterem zu Ammoniak und Harnstoff s. IEA (2021) und IRENA/AEA (2022).

¹⁰ Errechnet aus StaBa (2024b) (GP19-201510750 und GP201510770), ebenfalls ersichtlich in Tonnen Stickstoffgehalt in VCI (2024). Die Zahlen beinhalten sowohl „Ammoniak, wasserfrei“ als auch „Ammoniak in wässriger Lösung“, wobei auf letzteres ein Anteil von deutlich weniger als 10 % entfällt.

ihre Treibhausgasemissionen ganz oder teilweise schnell reduzieren wollen. Längerfristig wäre dies nur im gegenwärtig unwahrscheinlich erscheinenden Fall möglich, falls auch die Produktion von „blauem Wasserstoff“ und „blauem Ammoniak“ in Deutschland akzeptiert würde und gleichzeitig Unternehmen dies für eine rentable Alternative erachten würden.

Der gegenwärtige Bedarf an Methan für Ammoniak und Methanol dürfte mit einem Übergang auf „grünes Ammoniak“ und „grünes Methanol“ sinken. Das heißt, die im vorherigen Abschnitt ausgewiesenen 1,3–2,1 Mt Methan/a dürften in Zukunft tendenziell niedriger ausfallen. Der Anteil des Methanbedarfs für diese beiden Produkte ist ohne genauere Kenntnis über die in Deutschland verwendeten Produktionstechniken schwierig zu schätzen. Verschiedene Überschlagsrechnungen auf Basis der dargelegten Zahlen zeigen aber, dass der Anteil zwischen 2019 und 2022 bei weit über 50 % (vielleicht auch über 70 %) des nicht energetischen Verbrauchs von Erdgas gelegen haben muss. Insoweit ist für eine unmittelbare Nutzung von Biomethan langfristig mit einer erheblich geringeren potenziellen Nachfrage zu rechnen. Während bei einem Übergang zu „grünem Ammoniak“ – bis auf eine eventuell anschließende Harnstoffproduktion (siehe oben) – der C-Bedarf komplett entfällt, erfordert ein Übergang auf „grünes Methanol“ weiterhin eine C-Quelle, da Methanol ein C-Atom enthält. Dieses dürfte via CO₂ bereitgestellt werden. Die zukünftige Entwicklung der Methanolproduktion in Deutschland ist mithin für eine potentielle CO₂-Nachfrage von entscheidender Bedeutung.

Anzumerken ist, dass sich für nahezu alle Produkte ein deutlicher Rückgang der Produktion in den Jahren 2022 und 2023 im Vergleich zu den vorherigen Jahren zeigt, wobei die Produktion 2023 häufig nicht höher war als 2022. Die offene Frage ist, ob sich hier strukturelle, längerfristige Effekte zeigen oder ob es sich um kurzfristige Reaktionen handelt, von denen man erwarten kann, dass sie in den nächsten Jahren revidiert werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass für die Methanol- und Ammoniakerzeugung gegenwärtig Erdgas eingesetzt wird, das grundsätzlich durch Biomethan ersetzt werden könnte. Der Methanbedarf für beide Stoffe dürfte mit einem Übergang auf „grünes“ Methanol und „grünes“ Ammoniak langfristig selbst dann sinken, wenn deren Produktion in Deutschland erfolgt. Ein CO₂-Bedarf ist aber auch langfristig für die Produktion von Harnstoff und Methanol auszumachen. Zudem werden große Mengen an C in der chemischen Industrie für die Herstellung von Olefinen und BTX benötigt. Das C stammt gegenwärtig aus Mineralölprodukten. Durch welche Verfahren und Stoffe dieser Mineralölbedarf zukünftig substituiert werden könnte und welche Bedeutung dabei CO₂ oder Biomethan zukommt, ist damit eine entscheidende Frage für eine Einschätzung der potenziellen Bedeutung der stofflichen Nutzung für die Biogasbranche.

7.5.4 Szenarien zum künftigen C-Bedarf in der chemischen Industrie

Die aus der Auswertung der aktuellen C-Bedarfe gewonnenen Erkenntnisse können nun als Grundlage dienen, um einschlägige Szenarien zu betrachten. Es handelt sich um: VCI, VDI (2023), Angora Think Tanks (2024)¹¹, PtX Lab Lausitz (2025). Diese werden nun einzeln analysiert mit dem Fokus auf den Bedarf an Biogas/-methan oder biogenes CO₂ für eine stoffliche Nutzung. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf den (wesentlichen) Olefinen und BTX, da für

¹¹ Mit der ergänzenden Veröffentlichung Agora Think Tanks et al. (2024).

Methanol in gegenwärtiger Nutzung und für Harnstoff letztlich Szenario unabhängig das im letzten Abschnitt Ausgeführte gilt und nurmehr Mengen anzupassen sind.

VCI, VDI (2023, S. 25) starten mit einem Szenario der Produktionsvolumina einschlägiger chemischer Produkte, die weitestgehend den bedeutendsten im letzten Abschnitt behandelten Produkten entsprechen. Im Vergleich mit 2020 rechnen sie durchgehend mit einem Rückgang der Produktion bis 2045 um rund 12 %. Dies gilt auch für Harnstoff und Methanol für die gegenwärtige Nutzung, so dass mit den Werten im vorherigen Abschnitt unterstellte entsprechende quantitative C-Bedarfe oder CO₂-Bedarfe für 2045 problemlos abzuschätzen sind¹². Für die CO₂-Bedarfe sind jeweils „geeignete Quellen“ – also fossilfreie oder zumindest nahezu treibhausgasneutrale Quellen – angenommen. Der hier relevante Teil der Szenarienausarbeitung besteht vor allem in der Frage, wie die Olefine und BTX zukünftig – im Jahr 2045 – produziert werden können. Die Szenarien unterscheiden sich hier dahingehend, dass in Szenario 1 die Route via Methanol betrachtet wird (VCI und VDI 2023, S. 49): Olefine und BTX werden aus Methanol erzeugt¹³, wobei das Methanol selbst aus grünem Wasserstoff und CO₂ produziert wird. In Szenario 2 wird angenommen (VCI und VDI 2023, S. 55), dass diese Zielmoleküle – wie gegenwärtig in Deutschland häufig – aus Naphtha per Steam Cracker erzeugt werden¹⁴. Das Naphtha wird – wie auch das Methanol im anderen Szenario – aus grünem Wasserstoff und CO₂ per Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt. In Szenario 3 wird ein Mix gewählt (VCI und VDI 2023, S. 61): Ein gewisser Teil wird weiterhin über die beschriebene Naphtha-Route produziert. Ergänzend kommt Biomasse und verstärktes chemisches Recycling zur Anwendung. Aus der Biomasse, deren nachhaltiges Potenzial laut Studie damit ausgeschöpft werden, werden via Pyrolyse, Fermentation und Biomassevergasung Produkte erzeugt, die dann zu den Olefinen und BTX weiterverarbeitet werden. Mittels Biomassevergasung wird dabei die Erzeugung eines Synthesegases angesetzt, aus dem Methanol synthetisiert wird. Biomethan oder -gas spielt in keinem der Szenarien im Jahr 2045 als Input für eine stoffliche Nutzung eine Rolle. Als möglicher Absatzmarkt zeichnet sich mithin der CO₂-Bedarf aus „geeigneten Quellen“ ab. Tabelle 19 gibt eine Übersicht zu dem nach den Szenarien angegebenen CO₂-

¹² Allerdings ist für Harnstoff anzumerken, dass die von VCI und VDI (2023, S.25) für 2020 angegebene Produktionsmenge von 386 kt/a erheblich unter der von StaBa (2024b) für 2020 ausgewiesenen – und unvollständig erfassten (s. Tabelle 18) – Menge von 495,2 kt N-Gehalt des Harnstoffs liegt. Verwendet man 0,46 für den Gewichtsanteil von N am Harnstoff, ergibt sich eine Harnstoffproduktionsmenge von rund 1076 kt/a im Jahr 2020. Diese Masse liegt auch der Angabe im vorherigen Abschnitt in Tabelle 18 zugrunde. Der CO₂-Bedarf für Harnstoff im Jahr 2045 aus VCI und VDI (2023, S.44, Abbildung 8) bestätigt, dass dort mit einer entsprechend niedrigeren Harnstoffmenge gerechnet wurde. Die dort ausgewiesene CO₂-Masse von 250 kt/a als Input entspricht stöchiometrisch gerechnet etwa einer Produktion von 340,9 kt Harnstoff/a. Das ist wiederum exakt die auf S. 25 ausgewiesene Menge von 341 kt/a für 2045. Diese Rechnungen deuten an: Entweder nimmt man eine wesentlich stärkere Reduktion der Harnstoffproduktion von 2020 bis 2045 an (um ca. 68 % im Vergleich zu den 12 % nach dortigem Text) oder man behält die Annahme einer 12% Produktionsreduktion bei, wodurch der CO₂-Bedarf für Harnstoff im Jahr 2045 mit rund 687 kt/a statt mit 250 kt/a anzusetzen ist. Dies gilt für alle drei im Weiteren betrachteten Szenarien.

¹³ Diese Route impliziert – im Vergleich zu der Route in Szenario 2 - einen tiefgreifenden technischen Wandel der chemischen Grundstoffindustrie, da die bisherigen Steam Cracker durch Anlagen zur Erzeugung der Olefine und Aromate aus Methanol ersetzt werden müssen.

¹⁴ Siehe z. B. für BASF, Standort Ludwigshafen: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/the-production-verbund/Steamcracker> (letztmalig aufgerufen am 14.04.2025). In den Szenarien werden Elektro-Steam-Cracker für 2045 angenommen; unter dem Link finden sich auch Informationen zu einer entsprechenden Demonstrationsanlage.

Bedarf für die letztliche Produktion von Olefinen und BTX. Gerade in den Szenarien, die auf grünem Methanol (Szenario 1) und grünem Naphtha (Szenario 2) basieren, wird eine erhebliche Menge benötigt. Selbst bei starker Nutzung von chemischem Recycling und Biomasse steigt die Menge an, wenngleich deutlich weniger schnell. Dieses letzte Szenario kann demnach als eine untere Abschätzung verstanden werden. Allerdings ist in sämtlichen Szenarien offen, inwieweit der CO₂-Bedarf tatsächlich in Deutschland anfällt, da die entsprechenden Produkte – vornehmlich grünes Methanol und grünes Naphtha – auch importiert werden könnten. Tatsächlich halten die Autoren in Szenario 1 und 2 Importe für notwendig (VCI und VDI 2023, S. 67). Ein Import von Strom oder Wasserstoff – wodurch die CO₂-benötigenden Prozesse in Deutschland angesiedelt wären – erachten sie aber für möglicherweise hinreichend. Die in Tabelle 19 für 2045 ausgewiesenen CO₂-Bedarfe halten die Autoren grundsätzlich für aus „großen stationären Punktquellen“ gedeckt, „wobei die tatsächliche Verfügbarkeit dieser Quellen Unsicherheiten unterliegt“ (VCI und VDI 2023, S. 67). Entlegene Quellen halten sie für aus wirtschaftlichen Gründen schwer zu erschließen (VCI und VDI 2023, S. 67).

Tabelle 19: Der Bedarf an THG-freiem CO₂ für die Herstellung von Olefinen und Aromaten (v.a. BTX) in den Szenarien nach VCI, VDI

CO ₂ -Bedarf in Mt/a	2030	2040	2045
Szenario 1 (via Methanol)	7,4	22,7	44,1
Szenario 2 (via Naphtha)	8,6	26,8	52,0
Szenario 3 (Recycling und Biomasse berücksichtigt)	3,1	10,9	21,3

Quelle: (VCI und VDI 2023, Werte: S. 52f., 58f., 64f.)

Anmerkung: Der Bedarf muss nicht in Deutschland entstehen, da offengelassen wird, in welchem Umfang zentrale Vorprodukte (v.a. „grünes Methanol“, „grünes Naphtha“) importiert werden.

Im Gesamtbild zeigt diese Studie zwar einen sehr hohen CO₂-Bedarf auf, wobei neben den sehr hohen Werten für Olefine und BTX auch an die erheblich kleineren, aber doch beträchtlichen Werte für Harnstoff zu denken ist. Eine genauere Perspektive auf eine Nachfrage in Deutschland wird nicht gegeben. Insofern kann konstatiert werden, dass zwar erhebliche potenzielle Bedarfe identifiziert werden, es aber für die Biogasbranche gegenwärtig schwierig erscheint, eine Strategie darauf auszurichten, zumal als CO₂-Quellen auch nur große Punktquellen genannt werden und räumlich verteilte Quellen als wirtschaftlich möglicherweise problematisch eingeschätzt werden. Im Anhang weist die Studie Biogasanlagen als verfügbare CO₂-Quellen aber durchgehend mit 10 Mt CO₂/a aus. Wie diese ermittelt wurden und wie sie sich zusammensetzen, ist nicht ersichtlich¹⁵.

Das in den Studien zu „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Think Tanks et al. 2024; Agora Think Tanks 2024) ausgearbeitete Szenario enthält auch Angaben zur chemischen Industrie und die dortige stoffliche Nutzung. Dieser Teil wird im Folgenden näher betrachtet. Für Ammoniak wird ein Übergang zur Produktion und Importen von „grünem Ammoniak“ bis 2045

¹⁵ Für das Jahr 2017 weisen Bringezu et al. (2020, S.33) stoffbedingte Emissionen aus der Biogasherstellung von 18 Mt CO₂ aus.

angenommen (Agora Think Tanks 2024, S. 70), die entsprechenden gegenwärtigen Methanbedarfe für die Ammoniakproduktion laufen demnach aus. Zu Harnstoff finden sich in diesen Szenarien keine Angaben.

Im Bereich der chemischen Industrie wird vor allem die Herstellung von Kunststoffen betrachtet, auf die auch erhebliche Teile der produzierten Olefine und eingeschränkt auch von Benzol, Toluol und Xylol entfallen. Szenariodaten werden für die Rohstoffbasis der Kunststoffproduktion geliefert: Demnach soll sich der heute dominierende Einsatz von fossilem Kohlenstoff bis 2045 auf etwa 10 % des heutigen Wertes reduzieren (von 14,5 Mt Kohlenstoffäquivalenten pro Jahr auf 1,5 Mt). Der Großteil wird demnach durch Biomasse ersetzt, von der 2045 ca. 10,9 Mt Kohlenstoffäquivalente genutzt werden sollen. Allerdings erfolgt das Hochfahren erst nach 2035 (2035: ca. 1,5 Mt Kohlenstoffäquivalente). Der restliche C-Bedarf für Kunststoffe soll künftig durch Recycling, vor allem chemisches Recycling, gesichert werden. Als Pfad für die eingesetzte Biomasse wird dabei eine Gasifizierung von Biomasse zu Methanol gesehen, das dann über die auch im Szenario 1 aus VCI und VDI (2023, s. o.) angesetzte Route zu den chemischen Grundstoffen verarbeitet wird, die wiederum in die Kunststoffproduktion fließen. Die Menge der hierfür eingesetzten Biomasse im Jahr 2045 wird mit 22 Mt angegeben, was etwa 25 % der gesamten Biomassenutzung (energetisch und stofflich) in diesem Szenario entspricht¹⁶.

Ergänzend findet sich in AGORA Think Tanks et al. (2024, 122f.) eine Übersicht zur Biomasse. Quantitative Angaben sind dort in Energieeinheiten zu finden. Demnach wird angenommen, dass die stoffliche Nutzung von gasförmiger Biomasse aus dem Jahr 2020 von nahezu 0 TWh auf rund 7 TWh im Jahr 2045 ansteigt. Der gesamte künftige Bedarf entfällt auf den Sektor Industrie. Nähere Angaben zu den Nachfragebranchen oder Technologien waren nicht zu finden.

Bei der für die zukünftige stoffliche Biomassenutzung für die Kunststoffherstellung angesetzten Route ist kein Bedarf für Biogas, Biomethan oder CO₂ zu sehen. Das im Zuge der Methanolerzeugung aus Biomasse entstehende CO₂ soll abgeschieden und gespeichert werden. Für die stoffliche Nutzung wird in dem Szenario für 2045 ein höherer Wert angegeben. Da dessen Herkunft nicht detailliert dargestellt wird, ist es nicht möglich, Aussagen, die für eine strategische Ausrichtung der Biogasbranche hilfreich sind, abzuleiten.

PtX Lab Lausitz (2025) gibt einen Überblick über die Forschungsdiskussion – auch von Szenarien –, auf deren Basis „acht Leitprinzipien für PtX Chemikalien in einer nachhaltigen chemischen Industrie“ entwickelt werden. Das vierte, der Nachhaltigkeit zugeordnete Leitprinzip lautet: „Langfristig sind ausschließlich atmosphärische CO₂-Quellen für die Herstellung von PtX-Chemikalien zulässig“ (S. I).

Aus der dortigen Diskussion werden globale Entwicklungen im vorliegenden Text außer Acht gelassen, stattdessen wird auf die Aussagen zu Deutschland und dabei auf die Produktionsseite fokussiert. Zudem werden im vorliegenden Text nur die für Biogas/-methan oder CO₂ relevanten Teile zusammengefasst und somit wird ein Großteil der in der dortigen Veröffentli-

¹⁶ Zu diesem Absatz s. AGORA Think Tanks et al. (2024, S.70ff., insb. Abbildung 25).

chung abgehandelten Themen nicht beachtet. Ebenso werden Teile, die sich als Quelle ausschließlich auf bereits referierte Szenarien (v.a. VCI und VDI 2023) beziehen, nicht wiederholt. Dies betrifft im Wesentlichen die Harnstoffproduktion, wobei in PtX Lab Lausitz (2025, S. 46) auf die Verwendung von Harnstoff zur Produktion bestimmter Chemikalien verwiesen wird, allerdings ohne Nennung einer gegenwärtig eingesetzten oder zukünftig möglichen Menge.

Betrachtet man die entscheidenden Basischemikalien (etwa die in VCI, VDI (2023) betrachteten Chemikalien s.o.; in PtX Lab Lausitz (2025) zu „High Value Chemicals“ (HVC) zusammengefasst), so zeigt eine Zusammenstellung verschiedener Szenarien, dass überwiegend ein leichter Rückgang der Produktion bis 2045/2050 – ähnlich wie oben zu VCI, VDI (2023) ausgeführt – angenommen wird. Nur eines von acht Szenarien sieht einen viel stärkeren Produktionsrückgang in Deutschland (PtX Lab Lausitz 2025, S. 10). Die Autoren weisen aber darauf hin, dass sich ein erheblicher Teil der Produktion aufgrund des dort günstigeren Dargebots an erneuerbaren Energien ins Ausland verlagern könnte. Für die mengenmäßig bedeutsame Produktion von Ethylen (s. o.) wird eine mögliche Reduktion der Produktionskosten durch eine Verlagerung mit 21–60 % angegeben. Für einen Ausgleich dieser Kostenunterschiede verweisen die Autoren auf eine Publikation, nach der jährlich 1,0–7,4 Mrd. Euro Förderung erforderlich wären, um allein die Ethylenproduktion in Deutschland zu halten. Diese Überlegungen wurden ausführlich dargelegt, da sie darauf verweisen, dass nicht nur die zukünftigen Produktionstechnologien von Basischemikalien und der mögliche Import dafür erforderlicher Grundstoffe (grünes Methanol, grünes Naphtha) unsicher sind, sondern auch die zukünftigen Produktionsmengen der Basischemikalien erheblich geringer sein könnten als z. B. in VCI, VDI (2023) angesetzt.

Zentral ist die Frage nach der stofflichen Nutzung von CO₂, die in PtX Lab Lausitz (2025) auf Seite 38ff. abgehandelt wird. Demnach besteht Konsens, dass neben zusätzlichem Recycling und der unmittelbaren Gewinnung von chemischen Produkten aus Biomasse mittels bereits angesprochener Verfahren¹⁷ CO₂ als C-Quelle für die deutsche chemische Industrie erforderlich ist. In den verschiedenen Szenarien wird allerdings eine große Bandbreite des Bedarfs zwischen 1,2–9,6 Mt-C/a im Jahr 2045 angenommen. Diese große Bandbreite entsteht vor allem dadurch, dass das Biomassepotenzial für chemische Produkte sehr verschieden angesetzt wird (PtX Lab Lausitz 2025, S. 38). Allerdings wird an anderer Stelle mit 12,5–58,1 Mt CO₂/a ein – auch umgerechnet auf Tonnen C – deutlich höherer jährlicher CO₂-Bedarf der chemischen Industrie für 2045/2050 aus verschiedenen Szenarioquellen angegeben (S. 42, Abbildung 3-16). PtX Lab Lausitz (2025, S. 45) teilt grundsätzlich die Auffassung, dass sich diese Bedarfe aus industriellen Punktquellen decken ließen, verweist aber darauf, dass dies bei hohen Bedarfen der chemischen Industrie nur gilt, falls anderweitige Bedarfe – v. a. im Verkehr (Luftfahrt, Seeverkehr) – niedrig bleiben oder nicht vorhanden sind. Demnach vermuten sie, dass der potenzielle Bedarf anderweitiger CO₂-Quellen in den Szenarien zur chemischen Industrie tendenziell unterschätzt wird. Dies gilt insbesondere dann, wenn stark auf die „grüne Naphtha“-Route gesetzt wird, da diese einen höheren C-Bedarf impliziert (vgl. Tabelle 19).

¹⁷ Für diese Verfahren sind vor allem lignocellulosehaltige Stoffe geeignet. Andere biogene Reststoffe wie Gülle sind für diese Nutzung ungeeignet (s. PtX Lab Lausitz 2025, S. 35).

Auch PtX Lab Lausitz (2025) sieht langfristig keinen Bedarf an Biogas/-methan in der chemischen Industrie. Ein CO₂-Bedarf hingegen wird mit Blick auf die Jahre 2045/2050 als sicher angesehen, wobei allerdings eine große Bandbreite der möglichen Mengen angegeben wird. Diese Bandbreite ergibt sich aus der möglichen Entwicklung der chemischen Produktion in Deutschland, der zukünftigen Bedeutung von Recycling und vor allem der unmittelbaren Gewinnung chemischer Produkte aus Biomasse sowie der gewählten technologischen Route, die das CO₂ verarbeitet. Insbesondere bei hohen Bedarfen wird infrage gestellt, inwieweit sie durch große CO₂-Punktquellen gedeckt werden können. Gerade in diesen Fällen könnte CO₂ aus der energetischen Nutzung von Biogas/-methan sogar erforderlich werden. Zudem weisen die Autoren unter den Punktquellen auch ein im Jahr 2045 verfügbares Potential von CO₂ aus Biogasanlagen in Höhe von 7,5 Mt/a aus, das unter industriellen Punktquellen subsumiert ist (S. 46, Abbildung 3-19)¹⁸.

7.5.5 Zwischenfazit Sektoranalyse

Der gegenwärtige Bedarf an Kohlenstoff für die nicht energetische Nutzung besteht vornehmlich aus Mineralölprodukten und mit großem Abstand aus Erdgas. Auf die chemische Industrie entfallen dabei hohe Anteile. Betrachtet man die Produkte der chemischen Industrie, so wird ersichtlich, dass die Stoffströme von Kohlenstoff in die chemische Industrie hinein maßgeblich über die Erzeugung weniger Produkte erfolgt. Dabei handelt es sich um einige Olefine und wenige Aromate (BTX). Daneben ist noch der C-Bedarf für Methanol und Harnstoff zu beachten. Für die nicht energetische Nutzung von Erdgas ist auch die Ammoniakproduktion relevant.

Damit erscheint aus Sicht der Biogasbranche eine Fokussierung auf eine Substitution des Erdgaseinsatzes zwar zunächst naheliegend aber das Absatzpotential ist vergleichsweise gering und sinkt im Rahmen des Erdgasausstiegs nochmals erheblich. Kurz- oder mittelfristig kann ein solcher Ersatz zwar sinnvoll sein, sofern abnehmende Unternehmen ihren CO₂-Fußabdruck schnell senken wollen und eine entsprechende Zahlungsbereitschaft aufweisen. Mit einem Zeithorizont von 20 Jahren und mehr wird aber aus den vorliegenden Szenarien ersichtlich, dass dieser Methanbedarf erheblich sinken dürfte. Dies rührt daher, dass dort vornehmlich auf wasserstoffbasierte Routen umgeschwenkt wird, die die gegenwärtige methanbasierte Route durch Wasserstofferzeugung ersetzen und als C-Quelle CO₂ favorisiert werden. Damit entfällt der Erdgaseinsatz für die Ammoniak- und Methanolproduktion. Mit diesem Übergang wird die Ammoniakproduktion als möglicher Markt für die Biogasbranche irrelevant. Inwieweit auch langfristig ein relativ geringer Bedarf an Biomethan in bestimmten Nischen besteht, konnte nicht geklärt werden.

Für die Produktion von Harnstoff werden Ammoniak und CO₂ benötigt. Dieses CO₂ könnte grundsätzlich aus der Biogasbranche kommen. Es könnte sich langfristig ein Bedarf von mehreren hundert Kilotonnen CO₂ ergeben.

Ein potentiell viel höherer Bedarf an CO₂ in der chemischen Industrie – und entsprechender Absatzmarkt für die Biogasbranche – entsteht hingegen mit Blick auf 2045/2050 aus der Defossilisierung der Herstellung von Basischemikalien. Wie hoch er sein könnte, hängt von der

¹⁸ Dort wird auf eine ältere Veröffentlichung des VCI verwiesen. In der jüngeren, oben besprochenen Studie VCI und VDI (2023) wird eine Menge von 10 Mt/a angesetzt.

Entwicklung der chemischen Produktion in Deutschland, der zukünftigen Bedeutung des Recyclings und vor allem der unmittelbaren Gewinnung chemischer Produkte aus Biomasse sowie der gewählten technologischen Route ab, die das CO₂ verarbeitet. Gerade die schwierig zu beantwortende Frage, welche Chemikalien zukünftig verstärkt importiert werden könnten, beeinflusst die in Deutschland erforderliche Menge. Zukünftig erforderliche Mengen sind schwer abzuschätzen. Ein jährlicher Bedarf im zweistelligen Megatonnenbereich erscheint gegenwärtig als sehr plausibel. In den Szenarien wird für die Bereitstellung auf große Punktquellen verwiesen, die den Bedarf decken könnten. Darunter werden auch 7,5–10 Mt/a aus Biogasanlagen aufgenommen. Die Berechnung und Herkunft dieser Menge werden in den Quellen nicht detailliert ausgeführt. Unabhängig davon lässt sich daraus schließen, dass mit einem entsprechenden Angebot aus der Biogasbranche gerechnet wird. Darüber hinaus wird auch je nach anderweitigem zukünftigen Bedarf an CO₂ bezweifelt, ob diese Punktquellen ausreichen. Mithin könnte sich eine mengenmäßig größere Nachfrage nach CO₂ aus der energetischen Nutzung von Biogas/-methan ergeben.

Die vorhergehende Analyse gibt Hinweise auf den C-Bedarf, der unter Umständen von der Biogasbranche gedeckt werden könnte. Dabei sind die Produkte, auf die große Mengen entfallen, allgemein von besonderem Interesse, was sich sowohl in den Statistiken als auch den Szenariostudien widerspiegelt. Offen bleiben dabei möglicherweise mengenmäßig für die Biogasbranche relevante kleinere Bedarfe, z. B. in der Spezialchemie. Darüber hinaus kann die räumliche Verteilung der Bedarfe für die Biogasbranche wichtig sein, vor allem wenn die Biomassesubstrate räumlich verteilt anfallen und deren Transport über größere Entfernung aufgrund der hohen energiespezifischen Transportkosten unrentabel ist. Zumal dann, wenn auch die eigentlichen Produkte für die chemische Industrie – langfristig vermutlich v. a. Kohlendioxid – nur schwer zu transportieren sind, weil die verteilten Quellen nicht an ein räumlich nahes Erdgas- oder Kohlendioxidnetz angeschlossen werden können. Aus diesem Grund ist eine zukünftige Abschätzung der räumlichen Verteilung von Quellen und Bedarfen wichtig, wobei auf der Bedarfsseite auch Betriebe, die aus Sicht der chemischen Industrie relativ kleine Mengen abnehmen, von Interesse sind. Eine solche auf die Spezialchemie erweiterte Analyse könnte auch potentielle langfristige Bedarfe gewisser Mengen an Biomethan als stofflicher Input untersuchen.

8 Entwicklungspfade: Investitionen, Stromgestehungskosten und Marktsensitivitäten in der VOV

8.1 Vorgehen

Im Folgenden werden Stromgestehungskosten anhand einiger (vereinfachter) Investitionsrechnungen für Biogasanlagen mit aktuellen Kostenschätzungen, regulatorischen Bedingungen und Marktdaten abgebildet. Durch die Betrachtung von Einnahmen (Strom, Wärme etc.) und Ausgaben (Investition, Finanzierung, variable und fixe Betriebskosten) im Verhältnis zur produzierten Strommenge (und ggfs. Wärmemenge) über die gesamte Lebensdauer der Anlage und Diskontierung der Finanzströme auf den gegenwärtigen Zeitpunkt (Barwert) können Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy – LCOE) zwischen verschiedenen Anlagenkonzepten und Technologien verglichen werden.

Trotz der o. g. anderen möglichen Verwendungsformen von Biogas steht hier die Vor-Ort-Verstromung (VOV) im Fokus. Erstens ist dies die überwiegende Zahl an Anlagen und Kapazität. Des Weiteren soll gezeigt werden, wie groß die Spannbreite an Post-EEG-Konzepten allein für die VOV sein kann. Zudem besteht – trotz der Multifunktionalität der Biogastechnologie – das überragende Interesse an den Funktionen im Strommarkt.

Es werden zwei Neu- und zwei Bestandsanlagentypen in der VOV betrachtet. Da die zugrunde gelegten kosten- und einnahmeseitigen Annahmen entscheidenden Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit aus Sicht einer Investitionsentscheidung haben, wurden, soweit möglich, aktuelle Kostenschätzungen und regulatorischen Bedingungen abgebildet. Zur Abbildung des Einflusses von Marktdaten wurden für alle Anlagen Sensitivitäten mit Marktdaten abgeschätzt.

8.2 Annahmen zu & Vergleich von Anlagentypen

8.2.1 Anlagentypen: Annahmen und Kennzahlen

Es werden je zwei Neu- und zwei Bestandsanlagentypen betrachtet, wobei die Neuanlagen insgesamt größer dimensioniert sind. So wird bei Neuanlagen von 4-facher Überbauung ausgegangen, sodass 2 und 4 MW_{install.} erreicht werden. Bei Bestandsanlagen wird eine kleinere, 3-fach überbaute und eine größere, 4-fach überbaute Anlage angenommen, sodass 750 kW_{install} und 2 MW_{install} (500 kW_{Beml}) erreicht werden.

Die betrachteten Konzepte und Annahmen sind z. T. das Ergebnis eigener Annahmen, z. T. von gesonderten Absprachen mit der Auftraggeberin (z. B. Vermarktungskosten, Flexzuschlag Bestandsanlagen, Lohnkosten Betriebsleitung) und z. T. stammen sie aus häufig verwendeten Quellen (KTBL 2025; Kost et al. 2024). Letztlich wurden alle Annahmen mit der Auftraggeberin abgestimmt. Im Ergebnis ist ein Annahmen-Set aus aktueller Regulierung (aktuelles „Biogaspaket“) und Praxisorientierung entstanden (vgl. Tabelle 20).

Aus den Annahmen und Berechnungen konnten folgende Kernergebnisse (Tabelle 21) abgeleitet werden: Die spezifischen Investitionskosten sind insb. bei der großen Bestands-, aber auch bei der Neuanlage (2 und 4 MW_{install}) niedriger, wobei auch die spezifischen Investitionskosten der kleineren Neuanlage (2 MW_{install}) kaum niedriger sind. Der mit Abstand höchste Wert der kleineren Bestandsanlage ist auf die insg. geringere Größe und damit verbundenen deutlich höheren anteiligen Fixkosten zurückzuführen.

Tabelle 20: Annahmen, Kennzahlen und Quellen von Anlagentypen

	Neuanlage 2 MW (500 kW _{Beml})	Neuanlage 4 MW (1 MW _{Beml})	Bestandsanlage 750 kW 3-fach überbaut (250 kW _{Beml})	Bestandsanlage 2 MW 4-fach überbaut (500 kW _{Beml})	Quelle
Laufzeit	20 Jahre alle				Eigene Annahme
Finanzierung, WACC	Eigenkapital 20 % (zu 8 %), Fremdkapital 80 % (zu 5,5 %), WACC 6 % (inflationbereinigt 4,13 %)				(Kost et al. 2024Tab. 2)
Kosten Substrat	50 % Gülle, 50 % NawaRo: 2025: 78,3 €/MWh _{th} , 2 %/a ansteigend				NawaRo-Preis: (KTBL 2025) Gülle-Preis: Auftragsgeber
Investition	100 %		70 % der Neuanlage	80 % der Neuanlage	Neuanlagen: abgeleitet aus (KTBL 2025), Stand 2024 Bestandsanlagen: eigene Annahme
EEG-Laufzeit	EEG-Zahlung: 20 Jahre		EEG-Zahlung: 12 Jahre		EEG 2023; Biogaspaket 2025
Strommarkt EEG	Erlös / Jahresmarktwert / Spotmarktpreis (2024): 79,5 €/MWh Anzulegender Wert 186 €/MWh Marktprämie 106 €/MWh				186 €/MWh: Mittelwert des anzulegenden Werts 2024
Strommarkt Zusatzzerlös aus Fahrplanoptimierung	40,2 €/MWh	40,2 €/MWh	31,1 €/MWh	40,2 €/MWh	Zusatzerlöse: Eigene Simulation anhand Strompreis 2024 Abzug 15 % Vermarktungskosten: Auftraggeber
Wärmeabnahme	65 % der produzierten Wärme				Eigene Annahme
Einnahmen Wärmemarkt	54 €/MWh _{th}				(DBFZ 2024)
Flexzuschlag	100 €/kW/a		75 €/kW/a		Neu: EEG 2023; Biogaspaket 2025 Bestand: Auftraggeber
VLH	2190 h/a	2190 h/a	Jahr 1-4: 2920 h/a, Jahr 5-11: lin. absinkend auf 2420 h, Jahr 12-20: 2420 h	2190 h/a	(abgeleitet aus) EEG 2023; Biogaspaket 2025
Arbeitszeitbedarf Mitarbeiter*in	900 Akh	1400 Akh	800 Akh	900 Akh	(KTBL 2025) (gerundet), Stand 2024
Arbeitszeitbedarf Betriebsleitung	Zzgl. 40 % Arbeitszeitbedarf Mitarbeiter*in				Auftragsgeber
Lohnkosten	Mitarbeiter*in: 38 €/Akh, Betriebsleitung: 55 €/Akh				Auftragsgeber

Quelle: s.o.; WACC: weighted Average Capital Cost; VLH: Volllaststunden

Tabelle 21: Kernergebnisse von Anlagentypen

	Neuanlage 2 MW (500 kW _{Beml})	Neuanlage 4 MW (1 MW _{Beml})	Bestandsanlage 750 kW 3-fach überbaut (250 kW _{Beml})	Bestandsanlage 2 MW 4-fach überbaut (500 kW _{Beml})
Invest	6,30 Mio. €	12,31 Mio. €	2,65 Mio. €	5,04 Mio. €
Invest spez.	3151 €/kW	3079 €/kW	3529 €/kW	2521 €/kW
var. O&M	0,053 €/kWh	0,048 €/kWh	0,053 €/kWh	0,053 €/kWh
Fixe Kosten	58,5 €/kW	51,8 €/kW	114 €/kW	58,5 €/kW
Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschrift	283 €/MWh	273 €/MWh	291 €/MWh	261 €/MWh
Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift	247 €/MWh	237 €/MWh	248 €/MWh	225 €/MWh
Grenzkosten	134 €/MWh	130 €/MWh	134 €/MWh	134 €/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen; O&M: Operation & Maintenance Cost

Mit Blick auf die Stromgestehungskosten (LCOE) ergibt sich die gleiche Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit, wieder mit deutlichem Abstand der großen Bestandsanlage. Werden die Wärmegutschriften eingerechnet, ergeben sich Werte von 225–248 €/MWh. Ohne Wärmegutschrift liegt die Spanne bei 261–291 €/MWh, d. h., die Stromgestehungskosten steigen um 15–17 %.

8.2.2 Sensitivität Marktdaten

Da die Wirtschaftlichkeit in hohem Maße von den gesetzten Annahmen abhängt, wird im Folgenden der Effekt von Variationen als wichtiger marktlicher Parameter betrachtet. Um mit Blick auf die Anlagenkonzepte die mögliche Spanne abzudecken, werden hier die „große Neuanlage“ (Tabelle 22) und die „kleine Bestandsanlage“ (Tabelle 23) betrachtet. Es wird bei wichtigen Parametern jeweils eine Variation von 20 % zunächst in der Weise betrachtet, dass es die Wirtschaftlichkeit verbessert (z. B. -20 % Substratpreis, +20 % Wärmepreis), dann umgekehrt. Lediglich bei den Volllaststunden wird nur eine Variation nach unten angenommen, da dies umgekehrt regulatorisch kaum möglich ist.

Bei Betrachtung der Sensitivitätsdaten zeigt sich für beide Anlagentypen das gleiche Bild: Insbesondere eine Variation von VLH und Substratpreisen hat deutliche Effekte auf die Stromgestehungskosten. Fallen die VLH geringer aus, hat dies auch Auswirkungen auf die Wärmegutschriften, sodass Stromgestehungskosten insgesamt um rund 14 % steigen. Ohne Wärmegutschrift steigen sie um rund 11 %. Die Variation der Substratpreise führt, bei Mitbetrachtung der Wärmegutschriften, zu einer Änderung der Stromgestehungskosten um rund +/-8 %. Ohne Wärmegutschriften beträgt die Variation +/-7 %. Die Variation der Substratpreise ändert die Grenzkosten um circa +/-12 %, ggfs. mit Auswirkungen auf den Strommarkt (merit order). Die Variation der Wärmepreise hat naturgemäß Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift, allerdings nicht so hohe wie die vorgenannten. Die Variation von Strompreisen und/oder Zusatzerlösen hat hingegen definitionsgemäß keine Auswirkung auf die Stromgestehungskosten, aber diese verändern die Rentabilität der Anlage als Investitionsobjekt und damit den Anreiz, die Investition überhaupt durchzuführen.

Tabelle 22: Sensitivität Marktdaten Neuanlage 4 MW (1 MW_{Beml})

	Default-Werte	Δ Substratpreis - /+ 20% (default: 78,3 €/MWh _{th} in 2025, 2 %/a steigend)	Δ Wärme- preis +/- 20 % (default: 54 €/MWh _{th})	Δ Strom- preis +/- 20 % (default: 79,5 €/MWh)	Δ Zusatzer- lös Strom +/- 20 % (default: 40,2 €/MWh)	Δ VLH - 20 %
Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschrift	273 €/MWh	253 €/MWh / 292 €/MWh	273 €/MWh / 273 €/MWh	274 €/MWh / 272 €/MWh	273 €/MWh / 273 €/MWh	305 €/MWh
Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift	237 €/MWh	217 €/MWh / 256 €/MWh	230 €/MWh / 244 €/MWh	238 €/MWh / 236 €/MWh	237 €/MWh / 237 €/MWh	269 €/MWh
Grenzkosten	130 €/MWh	113 €/MWh / 146 €/MWh	130 €/MWh / 130 €/MWh	131 €/MWh / 128 €/MWh	130 €/MWh / 130 €/MWh	130 €/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 23: Sensitivität Marktdaten Bestandsanlage 750 kW 3fach überbaut (250 kW_{Beml})

	Default-Werte	Δ Substratpreis - /+ 20 % (default: 78,3 €/MWh _{th} in 2025, 2 %/a steigend)	Δ Wärme- preis +/- 20 % (default: 54 €/MWh _{th})	Δ Strom- preis +/- 20 % (default: 79,5 €/MWh)	Δ Zusatzer- lös Strom +/- 20 % (default: 31,1 €/MWh)	Δ VLH - 20 %
Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschrift	291 €/MWh	271 €/MWh / 310 €/MWh	291 €/MWh / 291 €/MWh	292 €/MWh / 289 €/MWh	291 €/MWh / 247 €/MWh	326 €/MWh
Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift	248 €/MWh	229 €/MWh / 267 €/MWh	239 €/MWh / 256 €/MWh	249 €/MWh / 247 €/MWh	248 €/MWh / 242 €/MWh	283 €/MWh
Grenzkosten	134 €/MWh	118 €/MWh / 151 €/MWh	134 €/MWh / 134 €/MWh	136 €/MWh / 133 €/MWh	134 €/MWh / 134 €/MWh	134 €/MWh

Quelle: Eigene Berechnungen

8.3 Zwischenfazit

Es wurden Stromgestehungskosten (LCOE) für eine Spanne von VOV-Anlagen betrachtet, wobei die Spanne von einer kleineren Bestandsanlage (750kW_{install}, 250 kW_{Beml}) bis zur großen Neuanlage (4 MW_{install}, 1MW_{Beml}) reicht. In Absprache mit der Auftraggeberin wurde ein abgestimmtes Set an aktuellen Kostenschätzungen, regulatorischen Bedingungen und Marktdaten genutzt. Werden die Wärmegutschriften eingerechnet, ergeben sich Werte von 225–248 €/MWh (umgerechnet 22,5–24,8 ct/kWh). Ohne Wärmegutschrift liegt die Spanne bei 261–291 €/MWh (umgerechnet 26,1–29,1 ct/kWh).

Eine Sensitivitätsanalyse mittels Variation wichtiger marktlicher Parameter um $\pm 20\%$ (Variation VLH nur nach „unten“) zeigt, dass v. a. eine Variation von VLH und Substratpreisen deutliche Effekte auf die Stromgestehungskosten hat. Dementsprechend steigen sie bei der Senkung der VLH um 14% bzw. 11% (mit/ohne Wärmegutschrift). Die Variation der Substratpreise ändert die Stromgestehungskosten um $\pm 8\%$ bzw. $\pm 7\%$ (mit/ohne Wärmegutschriften). Letztere ändern sich auch die Grenzkosten um circa $\pm 12\%$. Die Variation der Wärmepreise hat naturgemäß Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift, allerdings nicht so hohe wie die vorgenannten.

Die hier abgeschätzten Stromgestehungskosten entsprechen dem unteren Rand anderer, häufig zitierter Rechnungen, deren Spanne bei $20,1\text{--}32,5\text{ ct/kWh}$ liegt (Kost et al. 2024). Allerdings bestehen signifikante Unterschiede, wenn die dort verwendeten Annahmen und Sensitivitäten verglichen werden. Insbesondere fällt bei Kost et al. (2024, S. 25) auf, dass insgesamt deutlich höhere VLH angenommen werden. So werden dort Stromgestehungskosten (mit Wärmegutschrift) von grob $19\text{--}23\text{ ct/kWh}$ für den Fall „niedriger“ VLH von 4300 h/a erreicht. Bei VLH von 6300 h/a sinkt die Spanne nochmals auf $17\text{--}19\text{ ct/kWh}$. Die im vorliegenden Bericht abgeschätzten Werte von umgerechnet $22,5\text{--}24,8\text{ ct/kWh}$ werden hingegen gemäß aktuellem EEG mit 2920 h/a , absinkend auf 2420 h/a (kleine Bestandsanlage) bzw. 2190 h/a (alle anderen Anlagen) erreicht. Weiter fällt bei Kost et al. (2024, S. 25) der Unterschied in den Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmegutschrift deutlich größer aus. Während sie dort um mehr als 50% zu steigen scheinen, wurden im vorliegenden Fall Steigerungen von $15\text{--}17\%$ abgeschätzt.

Insgesamt sind die Unterschiede vermutlich damit zu erklären, dass bei Kost et al. (2024) empirisch dominante Anlagenkonzepte (500 kW -Anlagen) zugrunde gelegt wurden. Der Fokus der vorliegenden Rechnungen liegt hingegen auf zukünftigen Anlagenkonzepten und aktualisierten Kostenschätzungen, die letztlich auch eine bessere zukünftige Wirtschaftlichkeit abbilden und für die sog. Post-EEG-Phase entscheidungsrelevant sind.

9 Biogas und Regulierung

Im Folgenden werden zunächst die regulatorischen Grundlagen seitens der EU mit Blick auf die sog. RED III und die daraus folgenden Umsetzungsnotwendigkeiten in Deutschland dargestellt. Weiter werden die Positionen (Koalitionsvertrag, Vorhabenvorschläge des BMWK) der neuen Regierung dargelegt, um ggfs. mehr Hinweise zu den aktuellen Regelungsbereichen, die auch für zukünftige Geschäftsfelder relevant sind, zu erlangen.

9.1 Regulatorische Grundlagen

9.1.1 Regulatorische Zielpfade des Biogas-Ausbaus auf EU-Ebene

Im Rahmen des REPowerEU-Plans der Europäischen Kommission spielt die verstärkte Nutzung von Biomethan und Biogas eine zentrale Rolle, um die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen – insbesondere aus Russland – zu reduzieren. Ziel ist es, die jährliche Biomethanproduktion bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter (bcm) zu steigern und so die Gasversorgung zu diversifizieren und die Energieversorgung der EU widerstandsfähiger zu machen. Dadurch soll ein erheblicher Beitrag zur Diversifizierung der Gasversorgung geleistet werden, wodurch die Importabhängigkeit deutlich verringert und die Energieversorgung innerhalb der EU widerstandsfähiger gemacht wird (Europäische Kommission 2022, 2, 34).

Diese Maßnahmen sind eng mit den Zielen des European Green Deal verknüpft, der die EU bis 2050 klimaneutral machen soll. Biogas und Biomethan gelten dabei als strategische Bausteine einer nachhaltigen, dezentralen und klimafreundlichen Energieversorgung (Europäische Kommission 2019, S. 2–4). Die überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) hebt das EU-weite Ziel für erneuerbare Energien bis 2030 auf 45 % an – ein Schritt, der auch das Ausbaupotenzial von Biogas stärkt (RED III, vom ABl. L 2023/2413, S. 1 Art. 3.1). Im Verkehrssektor können die Mitgliedstaaten zwischen einem Ziel von 14,5 % Treibhausgasreduktion oder einem Anteil von 29 % erneuerbarer Energien wählen; beide Varianten beinhalten verbindliche Mindestquoten für fortschrittliche Biokraftstoffe und erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs – einschließlich Biogas (ebenda, Art. 25(1) und 27(1); vgl. auch ICCT (2023a, S. 2–4)).

Die Europäische Kommission betont, dass in allen Mitgliedstaaten der EU beträchtliches ungenutztes Potenzial zur Biogas- und Biomethanerzeugung besteht. Eine koordinierte Mobilisierung dieses Potenzials auf EU-, nationaler und regionaler Ebene ist notwendig, um die ambitionierten Ziele zu erreichen (Europäische Kommission 2022, S. 34). Gleichzeitig stellt Biomethan eine umweltfreundliche und zukunftsfähige Alternative dar, da seine Herstellung strengen Nachhaltigkeitskriterien gemäß der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) unterliegt (RED II, vom ABl. L 328, S. 82–209, insb. Art. 29). Dies sichert eine langfristig tragfähige und klimafreundliche Integration in das europäische Energiesystem.

Im folgenden Kapitel werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau von Biogas auf EU-Ebene und in Deutschland näher betrachtet. Dabei wird insbesondere aufgezeigt, wie die politischen Zielvorgaben aus Brüssel – etwa aus dem REPowerEU-Plan und der RED III – in nationales Recht überführt werden und welche Ausbaupfade sich daraus ergeben.

9.1.2 Aktueller Rahmen in Deutschland

Die Koalitionsparteien möchten „das Flexibilitätspotential der Biomasse konsequent heben“, bestehende Deckelungen überprüfen und Reststoffe besser nutzen. Damit möchten sie „den Biogasanlagen eine Zukunft geben“ und dabei „insbesondere ... die Besonderheiten kleinerer und wärmegeführter Anlagen stärker ... berücksichtigen“ (CDU et al. 2025, S. 32–33).

Auch die Vorhabenvorschläge des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) verweisen auf die Post-EEG-Problematik und betonen die Notwendigkeit der Flexibilisierung. Insgesamt wird auf die Notwendigkeit einer politischen Entscheidung bzgl. des Biogas- und Biomasseeinsatzes im Stromsektor verwiesen. Hier werden einerseits die Nutzungskonkurrenzen des begrenzten biogenen Potentials („in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen von Industrie und Verkehr dringend benötigt“) und andererseits die aus BMWK-Sicht hohen Kosten („keine Kostensenkungspotentiale“, „sehr teure Technologie“) angeführt. Hier kommt die kritische Haltung des BMWK zum Ausdruck, wobei der Vergleichsmaßstab (variable EE-Stromerzeugung? Bereitstellung THG-armer gesteuerter Leistung?) offenbleibt. Letztlich wird mit Blick auf den Erhalt von Planungssicherheit zur Umsetzung der Flexibilisierung noch im Jahr 2025 empfohlen, das Ausschreibungsdesign im EEG (zzgl. der verpflichtenden Abschöpfung) beizubehalten. Sollte das aktuell beschlossene Biomassepaket (EEG 2023, vom BGBl. I 2025 Nr. 23) keine beihilferechtliche Genehmigung erhalten, müssten alternativ schnell Maßnahmen ergriffen werden. Zum Stand Mai 2025 befindet sich das Biomassepaket weiterhin im beihilferechtlichen Prüfverfahren der Europäischen Kommission. Die zweistufige Länder- und Verbändeanhörung wurde im Dezember 2024 abgeschlossen. Eine endgültige Genehmigung durch die EU-Kommission liegt bislang nicht vor. Schließlich sei zu prüfen, ob eine Überführung in den Kapazitätsmechanismus alternativ zielführend sei (BMWK 2025, S. 325). Dies führt direkt zum Thema, welche Rolle Biogas im zukünftigen Strommarktdesign und der Kraftwerksstrategie spielen sollte.

9.1.3 Nachhaltigkeitsregulierung aus RED III und deren Umsetzung in Deutschland unter besonderer Berücksichtigung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)

Vor dem Hintergrund begrenzter biogener Ressourcen und konkurrierender Nutzungsansprüche wird die Frage nach der ökologischen und regulatorischen Nachhaltigkeit von Biomasse zunehmend zur zentralen Voraussetzung für deren energiewirtschaftliche Nutzung. Sowohl auf EU-Ebene durch die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) (RED III, vom ABl. L 2023/2413) als auch national durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) sind umfassende Nachhaltigkeitsanforderungen gesetzlich verankert. Sie stellen sicher, dass nur solche Biomassen als förderfähig oder anrechenbar gelten, die klar definierte ökologische, soziale und klimapolitische Kriterien erfüllen. In diesem Kapitel wird daher beleuchtet, welche konkreten Anforderungen sich aus RED III und der BioSt-NachV ergeben.

Die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), Richtlinie (EU) 2023/2413, stellt einen integralen Bestandteil des "Fit for 55"-Pakets der EU dar. Sie erhöht den verbindlichen Zielwert für erneuerbare Energien bis 2030 auf 42,5 % des Bruttoendenergieverbrauchs mit dem ambitionierten Ziel von 45 % (RED III, vom ABl. L 2023/2413 Art. 3, Abs. 1). RED III ist damit der regulatorische Kern für alle Mitgliedstaaten zur Erreichung der EU-Klimaziele und nimmt insbesondere die nachhaltige Nutzung von Biomasse unter verschärften Kriterien in den Blick. Die Richtlinie (EU) 2023/2413 („RED III“) führt gegenüber der bisherigen RED II (Richt-

linie 2018/2001/EU) eine Reihe substanzieller Änderungen ein, die die regulatorischen Anforderungen an Biogas und Biomasse deutlich verschärfen. Die folgenden Kernbereiche sind besonders relevant und werden in Bezug auf die Novellierung (RED II zu RED III) dargestellt.

9.1.3.1 Verschärfung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungskriterien (Artikel 29 RED II/III)

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) legte erstmals einheitliche Nachhaltigkeitskriterien für die Nutzung von Bioenergie fest. Dabei galten Nachweispflichten ab einer Anlagengröße von 20 MW für feste und 2 MW für gasförmige Biomasse. Für neue Anlagen ab 2021 wurde eine Treibhausgasminderung von mindestens 70 % gefordert, ab 2026 steigt dieser Wert auf 80 % (RED II, Art. 29 Abs. 10, Anhang VI und VII.).

Mit der RED III wurden die Vorgaben weiter verschärft: Der Schwellenwert für feste Biomasse wurde auf 7,5 MW gesenkt, bei gasförmiger Biomasse bleibt er bei 2 MW. Für alle neuen Anlagen, die ab dem 20. November 2023 in Betrieb gehen, gilt nun eine verbindliche Treibhausgasminderung von mindestens 80 %. Zudem wurden die Nachhaltigkeitsanforderungen insbesondere im Bereich forstlicher Biomasse deutlich ausgeweitet (Änd.-RI. RED II/III, Art. 1 Nr. 25 (Änderung von Art. 29 RED II)).

9.1.3.2 Wegfall von Ausnahmen für kleinere Biogasanlagen

Mit der RED II waren Biogasanlagen unterhalb einer thermischen Feuerungswärmeleistung von 2 MW von den Nachhaltigkeitsanforderungen ausgenommen (Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 29 Abs. 1 und 10). RED III schränkt diese Ausnahmen nun deutlich ein: Insbesondere dann, wenn eine Anlage staatlich gefördert wird oder systemrelevant ist, müssen auch kleinere Anlagen die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen (Änd.-RI. RED II/III, Art. 1 Nr. 25, neuer Art. 29 Abs. 10a).

9.1.3.3 Gebietskulisse für die Biomassebereitstellung im Übergang von RED II zu RED III

Nach Art. 29 Abs. 3 RED III dürfen Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomassebrennstoffe aus landwirtschaftlicher Biomasse nicht aus Rohstoffen hergestellt werden, die von Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt stammen. Während dieser Grundsatz bereits in RED II verankert war, verweist RED III stärker auf international anerkannte Übereinkommen und Verzeichnisse (z. B. IUCN-Listen). Damit kann eine größere Zahl an Flächen rechtsverbindlich als ökologisch schutzwürdig eingestuft werden. Die Richtlinie differenziert nun ebenso zwischen *natürlichem Grünland* (ohne menschliche Eingriffe dauerhaft erhalten, mit intakter Artenzusammensetzung) und *künstlich geschaffenem Grünland* (artenreich, nicht degradiert, durch menschliche Pflege erhalten). Eine energetische Nutzung von Biomasse ist nur noch von künstlich geschaffenem Grünland zulässig, wenn nachgewiesen wird, dass die Ernte zur Erhaltung des Status als biodiverses Grünland beiträgt. Auch Heideland ist als potenzielles Ausschlussgebiet definiert. Diese Herkunftsnachweise können zu stark ausdifferenzierten Nachweispflichten führen. Darüber hinaus erlaubt RED III der EU-Kommission, durch Durchführungsrechtsakte die Kriterien für besonders biologisch relevante Grünlandflächen weiter zu präzisieren. In weiteren transsektoralen Fachdialogen könnte diskutiert werden, ob die in der RED III definierten Ausschlussflächen grundsätzlich als solche gelten sollen – insbesondere vor dem Hintergrund der Frage, ob diese Gebietskulissen tatsächlich ohne menschliche Pflegemaßnahmen ihren Status als Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt bewahren können.

9.1.3.4 Erweiterung der Definition und Regelung von „low ILUC-risk biofuels“ und RFNBO

Die RED III bringt eine präzisere Differenzierung bei Biokraftstoffen im Hinblick auf indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC). Die ILUC-Regelung betrifft Biogas nur dann, wenn es nicht aus Abfällen oder Reststoffen, sondern aus landwirtschaftlichen Primärrohstoffen stammt (ebd., Art. 1 Nr. 36, Änderung von Anhang VIII RED II). Biokraftstoffe mit geringem ILUC-Risiko („low ILUC-risk biofuels“) werden bevorzugt behandelt, etwa durch eine bevorzugte Anrechnung auf nationale und europäische Klimaziele. Voraussetzung ist der Nachweis zusätzlicher Rohstoffproduktion auf Flächen, die ansonsten ungenutzt geblieben wären, sowie eine strenge Rückverfolgbarkeit (ebd., Anhang VIII Teil A).

Gleichzeitig wurden auch die Anforderungen und die Definition von „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ (RFNBOs) deutlich erweitert. Dazu gehören insbesondere strombasierte Kraftstoffe, aber auch integrierte Systeme wie Power-to-Gas mit biogener CO₂-Quelle – etwa bei der Kopplung von Elektrolyseuren mit Biogasanlagen (ebd., Änderung von Art. 2 Nr. 36 RED II). Diese hybriden Erzeugungspfade können unter bestimmten Voraussetzungen als RFNBO anerkannt und auf Quotenverpflichtungen angerechnet werden, sofern alle Anforderungen erfüllt sind – etwa Herkunftsnachweis des eingesetzten Stroms, zusätzliche Stromproduktion und Treibhausgasminderung (ebd., Art. 27 und Art. 29a RED II n. F.).

RFNBOs („Renewable Fuels of Non-Biological Origin“) sind laut RED III ausschließlich strombasierte Kraftstoffe wie grüner Wasserstoff oder daraus abgeleitete eFuels (z. B. eMethan, eKerosin). Die biogene Nutzungskomponente kommt ins Spiel, wenn CO₂ aus Biogasanlagen zur Herstellung dieser synthetischen Kraftstoffe genutzt wird – etwa durch Methanisierung von grünem Wasserstoff. In solchen Fällen wird die Biogasanlage nicht als Produzent eines Biokraftstoffs, sondern als CO₂-Quelle für einen RFNBO behandelt. Diese Kopplung ist förderfähig und anrechenbar, wenn sämtliche Voraussetzungen erfüllt sind (ebd., Art. 2 Nr. 36 sowie Anhang IX RED II n. F.).

9.1.3.5 Erweiterung der Berichtspflichten und Monitoringanforderungen

Während unter der RED II noch aggregierte, jährliche Berichte über die Nutzung von Biomasse und Biokraftstoffen ausreichend waren, führt die RED III deutlich strengere Dokumentations- und Monitoringanforderungen ein. Neu ist insbesondere die Verpflichtung zur detaillierten Herkunftsnachverfolgung, einschließlich Informationen zu Rohstofftyp, Ursprungsland und Lieferkette. Zur operativen Umsetzung dieser Anforderungen bestehen in Deutschland zwei zentrale Nachweissysteme:

- das Biogasregister Deutschland für die Dokumentation von Biomethanverwendung im Strom- und Wärmesektor (Dena 2025),
- das NABISY-System für biogene Kraftstoffe im Rahmen der Biokraftstoffquotenpflicht (Biokraft-NachV) (BLE 2025b).

Auf EU-Ebene wird eine einheitliche Unionsdatenbank (UDB) für den Nachweis biogener Kraftstoffe eingeführt. Für grenzüberschreitenden Handel mit Biomethan ist die gegenseitige Anerkennung nationaler Register Voraussetzung – inklusive abgestimmter Anforderungen an Zertifikate und Herkunftsnachweise. Weitere Erläuterungen zu Plattformen, Registern und bilateralen Kooperationen finden sich in Abschnitt 9.3.

9.1.3.6 Änderungen in den Anhängen – Annex IX (Teil A und B)

Mit der RED III wurde Anhang IX, der die förderfähigen Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe definiert, erweitert und aktualisiert (Änd.-RI. RED II/III, Art. 1 Nr. 36; Anhang IX Teil A und B RED II n. F.). Diese Erweiterungen eröffnen neue Optionen für die Biokraftstoffproduktion aus bislang nicht genutzten Stoffströmen und stärken das Prinzip der Kaskadennutzung im Bereich nachhaltiger Bioenergie.

- Teil A (für doppelte Anrechnung besonders bevorzugt): Neu aufgenommen wurden u. a. Fuselöle (Nebenprodukt aus der Alkoholherstellung), Cyanobakterien (z. B. aus CO₂-basierten Kultivierungen) sowie Zwischenfrüchte auf degradierten Flächen. Damit wird gezielt die Nutzung nicht konventioneller, flächenschonender Rohstoffe gefördert (ebd., Anhang IX Teil A RED II n. F.).
- Teil B (eingeschränkte Förderung möglich): ergänzt um Abfallkulturen, kontaminierte oder nicht vermarktbarer Ernteprodukte, kommunales Abwasser und andere schwer verwertbare Reststoffe. Ziel ist die Breitenförderung besonders klimaschonender Alternativen, ohne in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion zu treten (ebd., Anhang IX Teil B RED II n. F.).

Die RED III stärkt und erweitert die Nachhaltigkeitsanforderungen für Biogas und Biomasse signifikant (ebd., Art. 1 Nr. 25 ff.; Änderung von Art. 29 RED II). Für Deutschland ergeben sich daraus unter anderem folgende Anforderungen:

- Novellierung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV): Um die gesenkten Schwellenwerte, neuen GHG-Minderungsvorgaben und erweiterten Zertifizierungsanforderungen rechtsverbindlich umzusetzen, ist eine zeitnahe Anpassung der nationalen Nachhaltigkeitsverordnung erforderlich (ebd., Art. 29 Abs. 1, 10, 10a RED II n. F.).
- Anpassung der EEG-Ausschreibungsbedingungen: Anlagenbetreiber müssen künftig striktere Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, um weiter förderfähig zu bleiben. Das Ausschreibungsdesign sollte diese Anforderungen rechtssicher und investitionsfreundlich abbilden. Gemäß § 90 EEG 2023 ist das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass der Anspruch auf Zahlung nach dem EEG für Strom aus Biomasse nur besteht, wenn die eingesetzte Biomasse bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt (vgl. ebd.; in Verbindung mit nationalen Umsetzungsregelungen im EEG 2023 ff.).
- Integration der erweiterten EU-Substratliste (Anhang IX) in das nationale Nachweis-system: Die in RED III neu aufgenommenen Rest- und Abfallstoffe müssen vollständig in bestehende Zertifizierungssysteme (z. B. REDcert, ISCC) integriert werden, um Kontinuität und Anrechenbarkeit im THG-System zu gewährleisten (ebd., Art. 1 Nr. 36; Anhang IX Teil A und B RED II n. F.).

9.1.4 RED III Umsetzung in Deutschland mit Bezug auf EEG 2023 und Biogaspaket 2025

Das EEG 2023 und insbesondere das am 21. Februar 2025 verabschiedete "Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung" („Biogaspaket 2025“) bilden die zentrale Grundlage für die nationale Umsetzung wesentlicher RED-III-Vorgaben im Biogasbereich.

- **Erhöhung des Ausschreibungsvolumens (§ 28c EEG):** In Reaktion auf das RED-III-Ziel, regelbare erneuerbare Energiequellen zur Residuallastdeckung zu fördern, wurde das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen massiv angehoben:
 - Im Jahr 2025 ist ein Volumen von 1.648 MW vorgesehen (inkl. Rückfluss aus Biomethanausschreibungen), gegenüber vormals 400 MW.
 - 2026 sind 1.126 MW vorgesehen, danach erfolgt ein abgestufter Rückgang. Diese Volumenerhöhung dient der gezielten Integration flexibler Biomasseanlagen zur Systemstabilität.
- **System der zuschlagsbezogenen Betriebsstunden und Flexibilität:** Ein zentraler Paradigmenwechsel im EEG 2025 ist die Umstellung der Förderung für Biogasanlagen: Statt wie bisher auf die jährliche Bemessungsleistung bezogen, wird der Zahlungsanspruch nun auf konkret erbrachte Betriebsstunden begrenzt. Vergütet wird die Stromproduktion in den 10.000 leistungsstärksten Viertelstunden eines Kalenderjahres, was einen gezielten finanziellen Anreiz für eine flexible, marktorientierte Fahrweise schafft (EEG 2023, vom BGBl. I 2025 Nr. 23, § 39i Abs. 2a). Ergänzend wurde der Flexibilitätzuschlag für neue Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW angehoben: Diese erhalten nun 100 €/kW und Jahr, sofern ihr anzulegender Wert gesetzlich oder durch Ausschreibung bestimmt wird. Ziel ist es, die Bereitstellung steuerbarer Leistung systemdienlich zu fördern (ebd., § 50a).
- **Flexibilitätszuschlag (§ 50 EEG):** Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von flexiblen Biogasanlagen wurde der Flexibilitätszuschlag von 65 €/kW auf 100 €/kW installierter Leistung erhöht. Diese Maßnahme honoriert die Bereitschaft zur Bereitstellung zuschaltbarer Kapazitäten in Zeiten hoher Residuallast.
- **Neue Begriffsbestimmungen (§ 3 EEG):** Die Novelle führt neue Definitionen ein, die für die Ausschreibungs- und Monitoringpraxis relevant sind:
 - „Betriebsviertelstunde“ (§ 3 Nr. 7a EEG): jede Viertelstunde mit Stromerzeugung, unabhängig vom Auslastungsgrad.
 - „Wärmeversorgungseinrichtung“ (§ 3 Nr. 47a EEG): eine Anlage zur leitungsgebundenen Versorgung mehrerer Gebäude mit Abwärme aus Biomasseanlagen (>300 kW). Diese Definitionen spielen eine Rolle bei der Bestimmung der Ausschreibungsberechtigung und -priorisierung.
- **Zuschlagsverfahren für Bestandsanlagen mit Wärmeanschluss (§ 39d EEG):** Im Zeitraum 2025–2027 führt die Bundesnetzagentur gesonderte Ausschreibungen durch, in denen Bestandsanlagen mit Wärmeanschluss (Stichtag: 01.01.2024) bevorzugt bezuschlagt werden. Dies dient sowohl dem Bestandsschutz als auch der Vermeidung von Wärmelücken in der kommunalen Versorgung.
- **Südquote aufgehoben:** Die bislang bestehende "Südquote", wonach ein bestimmter Anteil der bezuschlagten Anlagen im Süden Deutschlands liegen musste, wurde aufgehoben. Dies verbessert die Wettbewerbsbedingungen und vereinfacht das Ausschreibungsverfahren.
- **Verlängerung der Anschlussförderung:** Die Anschlussförderung für ausfördernde Bestandsanlagen wurde von zehn auf zwölf Jahre verlängert. Damit wird dem Ziel der Versorgungssicherheit und dem RED-III-Gebot zur Nutzung bestehender Kapazitäten Rechnung getragen (EEG 2023, vom BGBl. I 2025 Nr. 23, § 39i Abs. 2 Satz 2).
- **Preisuntergrenze als Ausschlusskriterium:** Künftig werden Förderzahlungen gestrichen, wenn an der Strombörse „schwach positive Preise“ auftreten – also sehr niedrige, aber noch nicht negative Marktpreise. Diese Regelung wurde mit dem neu eingeführten § 51b EEG eingeführt und soll Marktverzerrungen vermeiden, indem sie

den Anreiz zur Produktion bei unwirtschaftlichen Preisen reduziert. Sie entspricht dem RED-III-Ziel, erneuerbare Energien stärker marktlich zu integrieren (EEG 2023, vom BGBl. I 2025 Nr. 23, § 51b).

Das EEG 2023 und das Biogaspaket 2025 leisten wesentliche Schritte zur RED-III-konformen Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens für Biogasanlagen in Deutschland. Besonders hervorzuheben sind die Förderung der Flexibilität, die Erhöhung des Ausschreibungsvolumens sowie die Verstärkung der Anschlussförderung. Die Anforderungen der RED III hinsichtlich Nachhaltigkeit und GHG-Minderung werden flankierend über die BioSt-NachV zu präzisieren sein.

9.1.5 Vergleich: RED II vs. RED III vs. deutsche BioSt-NachV

Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV), insbesondere in ihrer geltenden Fassung vom 30.06.2022, setzte bislang die Anforderungen aus Art. 29 RED II um. Mit RED III (Art. 29 ff.) sind nun weitergehende Anforderungen verbunden (vgl. Tabelle 24):

Tabelle 24: RED II vs. RED III vs. deutsche BioSt-NachV in Bezug auf Anpassungsbedarfe

Aspekt	RED II (Art. 29)	RED III (Art. 29)	BioSt-NachV 2022 (Auszug)	Anpassungsbedarf
Nachhaltigkeitsnachweis	Gilt für Anlagen ≥ 2 MWth	Gilt nun auch für < 2 MWth bei Stromerzeugung	§ 3 Abs. 1: Anwendung nur für Anlagen ≥ 2 MW	Ausdehnung auf < 2 -MW-Anlagen notwendig
Treibhausgas-minderung	70 % Minderung gegenüber fossilem Referenzwert	80 % ab 2026 (Biogas), 85 % ab 2030	§ 7 BioSt-NachV verweist auf Anhang VI RED II	Aktualisierung auf neue Grenzwerte gem. Art. 29 Abs. 10 RED III erforderlich
Rohstoffherkunft	Ausschluss von Biomasse aus ökologisch sensiblen Gebieten	Verschärfte Definitionen, z. B. neue Kategorien "naturbelassene Feuchtgebiete"	§ 4 Abs. 2-3 BioSt-NachV orientieren sich an RED II-Definitionen	Überarbeitung gemäß Art. 29 Abs. 4-6 RED III nötig
Dokumentation	Zertifizierung durch freiwillige Systeme oder staatliche Nachweise	Erweiterte Kontroll- und Meldepflichten durch Mitgliedstaaten	§ 11 ff.: Anforderungen an Nachweise	Ergänzung um EU-Meldesysteme, Art. 30a RED III
Transparenz / Verifikation	Mitgliedstaatliche Systeme ausreichend	Harmonisierung mit EU-Zertifikaten, ggf. EU-Register	Kein EU-Register in BioSt-NachV vorgesehen	Einführung EU-Register / Datenbank prüfen
Low ILUC Risk Biomasse	Definition vorhanden, unklar reguliert	Konkretere Kriterien, Art. 29 Abs. 1 lit. e RED III	Nicht explizit geregelt	Neuregelung / Aufnahme erforderlich

Quelle: Eigene Darstellung

Die BioSt-NachV in der Fassung vom 30.06.2022 setzte bisher die Vorgaben der RED II um. Die RED III führt jedoch strengere Maßstäbe ein, welche eine Überarbeitung und Anpassung der BioSt-NachV erforderlich machen. Wesentliche Anpassungserfordernisse umfassen:

- Ausweitung des Geltungsbereichs: Die RED III weitet die Pflicht zur Nachhaltigkeitszertifizierung auch auf kleinere Anlagen aus (unter < 2 MW bei Stromerzeugung). Die

bisherige Begrenzung auf ≥ 2 MW in § 3 BioSt-NachV muss daher angepasst werden (Änd.-RI. RED II/III, Art. 29, Abs. 1).

- Strengere Anforderungen an die Treibhausgasminde rung: Ab 2026 sind für Biogas 80 %, ab 2030 sogar 85 % Treibhausgasminde rung gegenüber fossilen Referenzwer ten vorgeschrieben (ebd. Art. 29 Abs. 10). Die BioSt-NachV verweist bislang auf die Anforderungen aus RED II und muss daher aktualisiert werden (ebd.).
- Konkretisierung der Nachhaltigkeitskriterien: RED III verschärft die Definition ökolo gisch sensibler Gebiete, u. a. durch die Aufnahme „naturbelassener Feuchtgebiete“ (Art. 29 Abs. 4–6 RED III). Diese Definitionen sind in § 4 BioSt-NachV zu übernehmen und zu präzisieren (ebd.).
- Erweiterte Dokumentationspflichten: Mit RED III wurden neue Kontroll- und Melde pflichten eingeführt, etwa zur Transparenz entlang der Lieferkette (Art. 30a RED III). Diese sind in die Nachweis- und Zertifizierungsregelungen der §§ 7 ff. BioSt-NachV einzubeziehen (RED III Art. 30a).
- EU-weite Register und Zertifikate: RED III strebt eine Harmonisierung über gemein same EU-Zertifikate und Register an. In der BioSt-NachV ist ein solches Register bis lang nicht vorgesehen. Eine Prüfung der Einbindung in ein EU-Register – etwa ana log zur Erweiterung des NABISY-Systems – ist erforderlich (ebd., Art. 31a).
- Low ILUC Risk Biomasse: RED III konkretisiert Anforderungen an Biomasse mit ge ringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (low ILUC risk). Diese Anforderun gen müssen erstmals explizit in der BioSt-NachV geregelt werden (ebd., Anhang VIII Teil A).

Diese Punkte sind Grundlage für die künftige Novellierung der BioSt-NachV, um die Vorgaben der RED III rechtskonform, effizient und umweltgerecht umzusetzen.

Die Umsetzung von RED III erfordert ein ausgewogenes Zusammenspiel von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bestandsschutz. Das Biogaspaket 2025 ist ein pragmatischer Schritt, um den Bestand zu sichern und Flexibilität zu fördern, greift aber teils vor, was RED III auf EU-Ebene nun zwingend macht. Politisch sind die Aufhebung der Südquote und die Ver längerung der Anschlussförderung (von 10 auf 12 Jahre) ein deutliches Signal für eine stärkere Rolle der Biogastechnologie. RED III zwingt Deutschland zu einem Update seiner Biogasre gulierung – auch jenseits des EEG. Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sollte 2025 novelliert werden, um die erweiterten RED-III-Vorgaben rechtskonform umzusetzen, Marktak teuren Klarheit zu geben und die Vereinbarkeit mit europäischen Berichtspflichten sicherzu stellen.

9.1.6 Nutzung von Biogas im Kontext der sektorspezifischer Anrechnungssysteme

Die aktuellen gesetzlichen Regelungen zur Nutzung von Biomasse im Kontext der Treibhaus gasminde rung (THG) in Deutschland und der EU sind durch mehrere zentrale Rechtsakte ge prägt: das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), die novellierte Erneuerbare-Energien Richtlinie (RED III), die THG-Quotenregelung im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG, vom BGBl. I S. 2210, §§37a-g), (38. BImSchV, vom BGBl. I S. 2325) sowie das neue Emis sionshandelssystem EU-ETS 2 (Änd.-RI. EU-ETS 2, vom ABl. L 130/134). Zusätzlich spielt die ReFuelEU Aviation-Verordnung (RefuelEU Aviation VO, Art. 4-6) eine bedeutende Rolle für nachhaltige Flugkraftstoffe. Alle Regelwerke verfolgen das Ziel, die Dekarbonisierung auch des Verkehrssektors voranzutreiben – allerdings mit unterschiedlichen Mechanismen, Flexibi litäten und Anrechnungsregeln.

9.1.6.1 Die Rolle von Biogas in der THG-Quote, im EU-Emissionshandelssystem 2 (ETS 2) und in der RED III

Artikel 25 der RED III setzt ambitionierte Ziele für den Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor und fördert insbesondere den Einsatz nachhaltiger Biomasse und innovativer Kraftstoffe. Die Anforderungen aus Artikel 25 der RED III stehen in einem engen und spannungsreichen Verhältnis zur deutschen Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) gemäß § 37a ff. des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG, vom BGBl. I S. 2210, §§37a ff; 38. BImSchV, vom BGBl. I S. 2325, BGBl. I 2021, S. 2210). Die THG-Quote ist eines der zentralen nationalen Instrumente zur Umsetzung von Artikel 25 RED III. Beide Regelwerke verfolgen das Ziel, die Dekarbonisierung des Verkehrssektors voranzutreiben – allerdings mit unterschiedlichen Mechanismen, Flexibilitäten und Anrechnungsregeln. Ab 2027 ergänzt das EU-Emissionshandelssystem für Verkehr (ETS 2) beide Systeme mit einem mengenbasierten, marktwirtschaftlichen Instrument. Mit dem Inkrafttreten des zweiten EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS 2) im Jahr 2027 steht der Verkehrssektor vor einem fundamentalen Wandel. Dieses marktwirtschaftliche Instrument zur CO₂-Bepreisung tritt neben bestehende regulatorische Maßnahmen wie die deutsche THG-Quote (gem. § 37a ff. BImSchG) und die EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III (Art. 25). Biogas (insbesondere Biomethan) kann in beiden Systemen einen entscheidenden Beitrag leisten – mit jeweils unterschiedlichen Wirkmechanismen und Chancen (vgl. Tabelle 25).

- **Biogas im Kontext der THG-Quote:** Biogas ist ein unmittelbar anrechenbarer Energieträger für die THG-Quote. Bei Nutzung als Kraftstoff und Erfüllung der RED-III-Nachhaltigkeitskriterien erfolgt eine direkte Anrechnung auf die Verpflichtung. Biomethan aus Abfall- und Reststoffen (gem. Anhang IX RED III) wird sogar doppelt angerechnet. Der Verkauf von THG-Einsparungen stellt eine relevante Einnahmequelle für Anlagenbetreiber dar (BImSchG, vom BGBl. I S. 2210, §§ 37a–g; 38; 38. BImSchV, vom BGBl. I S. 2325).
- **Biogas im Kontext EU-ETS 2:** Das EU-ETS 2, eingeführt mit der Richtlinie (EU) 2023/959, reguliert ab 2027 die Brennstoffemissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude durch eine CO₂-Zertifikatspflicht. Biogas kann durch seine nahezu klimaneutrale Nutzung indirekt zur Zielerreichung beitragen, da für dessen Einsatz keine Zertifikatskosten anfallen – vorausgesetzt, es liegt ein belastbarer Herkunftsnachweis vor, die Massenbilanzierung ist gesichert und eine eindeutige sektorale Zuordnung erfolgt (z. B. Verkehr statt Strom). Aktuell besteht jedoch Regelungsbedarf, wie Biogas im ETS 2 konkret zu behandeln ist – etwa im Hinblick auf Zertifikatsfreiheit, Erfassungsumfang oder Teilberücksichtigung (Änd.-RI. EU-ETS 2, vom ABl. L 130/134, Art. Nr. 17 - neuer Titel IIIa).

Tabelle 25: Schnittstellen und Herausforderungen E-ETS 2, THG-Quote und RED III

Instrument	Zielsetzung	Regulierungsansatz
EU ETS 2	Mengenbasierte CO ₂ -Reduktion durch Cap-and-Trade	Marktbasiert, CO ₂ -Zertifikatspflicht für Inverkehrbringer
THG-Quote	THG-Minderungspflicht für Kraftstoffanbieter	Regulatorisch, technologieoffen, mit Anrechnungssystem
RED III (Art. 25)	Erneuerbare-Energien-Anteil oder THG-Minderung im Verkehr	Rechtsverbindliche Ziele für Mitgliedstaaten

Quelle: Eigene Darstellung

- **Doppelregulierung:** Ab 2027 könnten Kraftstoffanbieter sowohl unter die nationale THG-Quote (gemäß §§ 37a ff. BImSchG) als auch unter das EU-ETS 2 (gemäß

Richtlinie (EU) 2023/959) fallen. Ohne klare Anrechnungsmechanismen drohen Doppelbelastungen und wirtschaftliche Wettbewerbsnachteile für Anbieter erneuerbarer Kraftstoffe (Änd.-RI. EU-ETS 2, vom ABl. L 130/134, Art. 1 Nr. 17; BImSchG, vom BGBl. I S. 2210§§37a-g).

- Unterschiedliche Anrechnungslogiken: Während das EU-ETS 2 auf eine marktwirtschaftliche CO₂-Bepreisung abzielt, beruhen die THG-Quote und die RED III-Vorgaben auf Mengenzielen bzw. Anteilsverpflichtungen. Dies birgt das Risiko von Zielinkohärenzen und führt potenziell zu Ineffizienzen in der Steuerung der Treibhausgasemissionen (ebd. Art. 25–27 RED III).
- Volatilität der CO₂-Preise: Der marktorientierte Mechanismus des ETS 2 kann zu starken Preisschwankungen führen, die die Investitionssicherheit für Infrastruktur und Produktion erneuerbarer Kraftstoffe beeinträchtigen. Im Gegensatz dazu können planbare, mengenbasierte Quotenregelungen wie die THG-Quote stabilisierend wirken (Änd.-RI. EU-ETS 2, vom ABl. L 130/134 Erwägungsgründe 40, 43).
- Nachhaltigkeitsanforderungen: RED III verschärft die Kriterien für den Einsatz nachhaltiger Biokraftstoffe deutlich (Art. 29 RED III), insbesondere hinsichtlich THG-Minderung, Rohstoffherkunft und Rückverfolgbarkeit. In der THG-Quotenregelung gelten über die Biokraft-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) bereits vergleichbare Standards (Biokraft-NachV, § 4 i. V. m. RED II/III).

9.1.6.2 Biomassenutzungsanforderungen nach der EU ReFuelEU Aviation-Verordnung

Die ReFuelEU Aviation-Verordnung ist ein zentrales Element des EU-Klimapakets „Fit for 55“ und verfolgt das Ziel, den Anteil nachhaltiger Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels – SAFs) im Luftverkehr deutlich zu erhöhen. In Bezug auf Biomasse entfaltet sie eine starke Wechselwirkung mit der RED III sowie der deutschen THG-Quote. Die Verordnung (EU) 2023/2405 legt verbindliche Quoten für den Einsatz von SAFs beim Tanken an EU-Flughäfen fest. Ab 2025 gelten Mindestbeimischungsquoten, die bis 2050 schrittweise steigen (RefuelEU Aviation VO, Art. 4-6). Nicht alle Biokraftstoffe sind im Luftverkehr zulässig – ausschlaggebend sind die Nachhaltigkeitskriterien und die Rohstoffquelle, wie sie in der RED III (insbesondere Anhang IX) definiert sind.

Zulässige biomassebasierte SAFs:

- Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen gemäß Anhang IX Teil A RED III, z. B.: Gülle, Klärschlamm, Stroh, Altspeiseöl, landwirtschaftliche Abfälle
- Biomethan, sofern es verflüssigt und als synthetisches Kerosin aufbereitbar ist (Richtlinie (RefuelEU Aviation VO, Art. 7 Abs. 1 lit. a-b).

Nicht zulässige Biokraftstoffe:

- Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen
- Biokraftstoffe mit hohem indirekten Landnutzungsänderungsrisiko (iLUC), wie z. B. Palmöl oder Palmöl-Nebenprodukte (ebd., Art. 7 Abs. 2 i. V. m. RED III, Art. 26 Abs. 2–3)

Diese Regelungen zielen auf eine gezielte Steuerung hin zu reststoffbasierten, fortschrittlichen SAFs und stehen im Einklang mit den Nachhaltigkeits- und Klimazielen der EU. Diese Einschränkungen stimmen mit Artikel 29 RED III und der deutschen THG-Quote (§ 37a BImSchG)

überein. In Bezug auf Wechselwirkungen mit RED III besteht (vgl. Tabelle 26) folgende Beziehung:

Tabelle 26: Wechselwirkungen der ReFuelEU Aviation und RED III

Aspekt	ReFuelEU Aviation	RED III Bezug
Nachhaltigkeitsanforderungen	Direkt übernommen	Art. 29 RED III
Zulässige Rohstoffe	Nur Anhang IX Teil A	Gleiche Liste in RED III
Treibhausgas-Minderung	Mindest-THG-Einsparung von 70–80 %	Ebenfalls RED III geregelt
Anrechnung	SAFs zählen auf EU-Ziele für erneuerbare Energien	Doppelte Anrechnung möglich

Quelle: Eigene Darstellung

Die THG-Quote gemäß §§ 37a–g BImSchG verpflichtet Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen, deren durchschnittliche THG-Intensität stufenweise zu senken. Erneuerbare Energieträger wie Biokraftstoffe und Strom können zur Anrechnung auf diese Minderungspflicht genutzt werden, wenn sie:

- den Nachhaltigkeitsanforderungen der Biokraft-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) und RED III entsprechen (§ 37a Abs. 6 BImSchG),
- aus zugelassenen Rohstoffen hergestellt wurden (z. B. Anhang IX RED III),
- nachweislich in Deutschland in Verkehr gebracht und verbraucht wurden (§ 2 Abs. 2 Biokraft-NachV),
- ordnungsgemäß zertifiziert und dokumentiert sind (z. B. durch REDcert, ISCC o. ä.)

SAFs, die aus biogenen Reststoffen (z. B. Altspeiseöl, Klärschlamm, lignozellulosehaltige Biomasse) erzeugt werden, können theoretisch unter die THG-Quote fallen. In der Praxis geschieht das jedoch kaum, und zwar aus mehreren Gründen:

- Doppelte Regulierung durch ReFuelEU Aviation: SAFs sind explizit durch EU-Verordnung (ReFuelEU) reguliert – mit eigenem Mengenpfad (z. B. 6 % SAF bis 2030). Der Gesetzgeber verhindert daher eine Doppelanrechnung: SAFs, die bereits zur Erfüllung der ReFuelEU-Quote verwendet werden, dürfen nicht zusätzlich auf die THG-Quote angerechnet werden. Diese Trennung dient der Vermeidung von Greenwashing und Doppelförderung (RefuelEU Aviation VO, Art. 7 Abs. i. V. m. Art. 4).
- Höhere Produktionskosten & fehlender wirtschaftlicher Anreiz: SAFs (insb. BtL, PtL) sind im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen deutlich teurer (oft >2.000 €/t CO₂-äquiv.). Im aktuellen THG-Quotenhandel (Preise ca. 300–450 €/t CO₂) lohnt sich der Verkauf von SAF-Zertifikaten kaum. Anbieter verkaufen SAFs daher nicht auf dem THG-Quotenmarkt, sondern an Airlines, die sie für ReFuelEU nutzen müssen (vgl. ICCT 2023b; RefuelEU Aviation VO, Erwägungsgründe 18-20).

9.1.7 Zwischenfazit Biogas spezifischer regulatorischer Rahmen

Biogas erfährt durch die aktuellen europäischen und nationalen Rechtsentwicklungen eine strategische Aufwertung – insbesondere als flexible, steuerbare und klimafreundliche Energiequelle in einem zunehmend volatileren Energiesystem. Die RED III, das „Biogaspaket 2025“ (EEG-Novelle) sowie flankierende Regelwerke wie das BImSchG, das neue ETS 2 und die

ReFuelEU-Verordnung betonen die Bedeutung nachhaltiger, regelbarer Bioenergie für die Dekarbonisierung besonders schwieriger Sektoren wie Verkehr, Industrie und gesicherte Strombereitstellung.

Die verschärften Nachhaltigkeitsanforderungen (RED III, BioSt-NachV) und der Fokus auf Rest- und Abfallstoffe stärken die ökologische Steuerungswirkung und fördern die Kaskadennutzung. Gleichzeitig werden mit der Einführung zusatzbezogener Betriebsstundenmodelle, erhöhter Flexibilitätszuschüsse und der Verlängerung der Anschlussförderung (EEG) Investitionsanreize für flexible Bestands- und Neuanlagen verbessert.

Auf EU-Ebene deutet sich mit ETS 2 und ReFuelEU Aviation jedoch eine Fragmentierung der Förder- und Anrechnungsmechanismen an. Biogas kann zwar über verschiedene Pfade (THG-Quote, SAF-Beimischung, Zertifikatsfreiheit) angerechnet werden, doch fehlt es derzeit an einem kohärenten System, das Doppelbelastungen vermeidet, Investitionssicherheit schafft und Anrechnungspflichten eindeutig koordiniert.

Insgesamt ergibt sich aus dem aktuellen Rechtsrahmen ein ambitioniertes, aber anspruchsvolles Umfeld für Biogas: politisch gewollt, regulatorisch gestärkt – aber nur dann langfristig tragfähig, wenn Nachhaltigkeit, Marktdesign und Förderinstrumente stärker integriert und abgestimmt werden und für die Beteiligten eine handhabbare Umsetzung gewährleistet ist. Biogas bleibt damit ein systemrelevanter Baustein, dessen Zukunft maßgeblich von der Klarheit regulatorischer Schnittstellen und wirtschaftlicher Planbarkeit abhängt.

9.2 Strommarkt: Marktintegration, Kapazitätsmarkt & Kraftwerksstrategie

Die Diskussion um das Marktdesign für Energiewende kompatible Stromerzeugungskapazitäten hat zwei Hauptdimensionen. Erstens geht es um die Finanzierung erneuerbarer Stromerzeugung, wobei der Fokus auf den variablen Energien Wind und PV liegt, die perspektivisch das Gros der erneuerbaren Stromerzeugung stellen sollen. Zweitens geht es um die Finanzierung von Flexibilitätsoptionen, die die Variabilität von Wind und PV ausgleichen sollen. Flexibilität soll auf der Nachfrageseite insbesondere durch flexible Lasten (Wärmepumpen, Industrieprozesse, Elektrolyseure und Elektromobilität) und auf der Angebotsseite – insb. für längerfristiges Back-up – durch die Bereitstellung flexibler und THG-armer gesicherter Leistung (Kraftwerke) gewährleistet werden. Speicher wirken „beidseitig“, wobei einige Technologien (z. B. Großbatterien) v. a. für die kürzere bis mittlere Frist geeignet sind, andere (Pumpspeicher, Wasserstoff, Biogas / Biomethan) auch längere Ausfälle (Dunkelflaute) überbrücken können (BMWK 2024a, S. 19–20; SRU 2013, Kap. 3).

Während die (Finanzierung der) EE-Stromerzeugung – inkl. Biogas / Biomethan – bekanntermaßen durch das EEG reguliert wird, bestehen für die o. g. anderen Flexibilitätsoptionen andere Regulierungen (z. B. Sanierungsförderung / GEG für Wärmepumpen, AbLaV für industrielle Flexibilität) oder es wird erwartet, dass sie sich über die Strommärkte (Energy-only-Märkte, Regelleistungsmärkte) refinanzieren. Während für die EEG-regulierten Kapazitäten eine stärkere Marktintegration gefordert wird, wird für die o. g. Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen mit dem Ziel der Schaffung eines Kapazitätsmarktes inzwischen wieder der gegenteilige Weg beschritten (zur früheren Marktdesigndiskussion vgl. (IZES 2012; SRU 2013; BMWi 2014; UBA 2015; BMWi 2017). Schließlich hat die Bereitstellung flexibler, gesicherter Leistung eine herausragende politische Priorität, sodass diese noch vor der Schaffung des

(komplexen) Kapazitätsmarktes mit einer eigenen Kraftwerksstrategie regulatorisch auf den Weg gebracht werden soll.

Mit Blick auf die hier interessierenden Biogas-/Biomethankapazitäten wird deutlich, dass sie zwar derzeit als EE-Stromerzeugungskapazitäten unter dem EEG reguliert sind, aber mit ihren Eigenschaften als flexible und THG-arme gesicherte Leistung ebenso die Anforderungen von Kapazitätsmärkten und Kraftwerksstrategien erfüllen können. Auch wenn das bisher von der Regulatorik kaum gesehen wird, stellt sich die Frage, inwiefern eine stärkere Rolle von Biogas/Biomethan in diesen Feldern zur energiesystemischen Effizienz beiträgt und der Branche gleichzeitig eine verbesserte Perspektive aufzeigen kann.

Grundsätzlich haben sich die Koalitionsparteien zum Ziel gesetzt, dass sich „Erneuerbare Energien perspektivisch vollständig am Markt refinanzieren können“ (CDU et al. 2025, S. 31). Die Vorhabenvorschläge des BMWK (BMWK 2025, S. 300–302) verweisen auf die notwendige Einführung eines Abschöpfungsmechanismus im EEG für alle Neuanlagen, die zukünftig in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten (sog. „clawback“). So wird in einer ersten Phase (bis 2026) zur Einführung eines klassischen, zweiseitigen Contract for Difference (CfD) geraten, um aktuelle gesetzgeberische Projekte nicht aufzuhalten (vgl. auch BMWK 2024a, Option 1 & 2). So stehe auch die positive beihilferechtliche Entscheidung des aktuellen Solarpakets bei der Europäischen Kommission unter diesem Vorbehalt. In einer zweiten Phase (bis Anfang 2028 oder 2029) solle mit der Einführung potenzialbasierter Instrumente die EE-Marktintegration vollendet werden, da hier die Erneuerbaren Großhandelspreisen vollständig ausgesetzt würden und auf diese reagierten (vgl. auch BMWK 2024a, Option 3 & 4).

Die aktuellen Koalitionsparteien sehen den Bau von „bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030 [...] vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten“ scheinbar als gesetzt, noch bevor durch einen „technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus [...] ein systemdienlicher Technologiemix aus Kraftwerken und Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Bioenergie und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)), Speichern und Flexibilitäten“ entstehen kann. Dabei sollen „künftig Reservekraftwerke nicht nur zur Vermeidung von Versorgungsengpässen, sondern auch zur Stabilisierung des Strompreises zum Einsatz kommen“ (CDU et al. 2025, S. 33). Hier stellt sich die Frage, ob dies neben der Stabilisierung des Strompreises auch der Senkung eines vermuteten hohen Förderbedarfs entgegenwirken soll. Insbesondere die „reinen“ Gaskraftwerke der zweiten Säule des unter der Vorgänger-Regierung nicht mehr verabschiedeten KWVG müssten theoretisch mit dem Ende der fossilen Stromerzeugung im Jahr 2045 – d. h. nach 15–20 Jahren anstatt der üblichen 30 Jahre – außer Dienst gehen, wenn sie nicht auch auf Wasserstoff umgerüstet werden. Dies hätte entsprechende Auswirkungen auf Rentabilität bzw. Förderbedarf.

In den BMWK-Vorschlägen dazu wird auf die grundsätzlichen Probleme dieses bereits unter der Vorgängerregierung begonnenen Projekts verwiesen. Neben Koordinationsproblemen mit dem zu schaffenden Kapazitätsmarkt und der – im Papier nicht explizit genannten – Tatsache, dass ein Teil des Ergebnisses der technologieneutralen Ausschreibung damit vorweggenommen wird, wird v. a. auf europarechtliche Probleme verwiesen. Da gezielte Ausschreibungen „nur für Kraftwerke außerhalb technologieneutraler Ausschreibungen von Kapazitätsmärkten grundsätzlich nicht erlaubt“ seien, war die mit der EU-Kommission erreichte Verständigung zum KWVG „das Ergebnis einer zweijährigen Verhandlung und nur möglich, weil ein Großteil der Kapazitäten als Wasserstoffhochlauf [...] ausgestaltet wurden“. Letztlich werden zwei Op-

tionen genannt: Entweder wird nur die europäische beihilferechtliche Genehmigung der zweiten Säule des KWStG weiterverfolgt (Versorgungssicherheit – Option A), die sich auf die Ausschreibungen „reiner“ Gaskraftwerke bezieht, oder es wird auch die erste Säule (Dekarbonisierung – Option B) zur Ausschreibung wasserstofffähiger Gaskraftwerke (H₂-ready) mit angestrebt (BMWK 2025, S. 298–299).

Schließlich haben die aktuellen Koalitionsparteien – wie oben erwähnt – dennoch einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus zur Schaffung eines systemdienlichen Technologiemix zum Ziel. Erwähnenswert ist, dass hier die Bioenergie explizit genannt wird (CDU et al. 2025, S. 33). In den entsprechenden BMWK-Vorschlägen wird von einem „energiewendekompatible[m] Kapazitätsmarkt“ gesprochen, der „einerseits langfristige Investitionen in neue Kraftwerke absichern, andererseits die Erschließung von Flexibilitätsoptionen wie Speicher und flexible Lasten unterstützen“ soll. Dafür wird ein „Kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM)“ empfohlen, der aus zwei Segmenten bestehen würde: „einer zentralen Ausschreibung zur Absicherung von Investitionen in Kapazitäten mit langfristigen Refinanzierungshorizonten (10–15 Jahre, v. a. Kraftwerke) und einem dezentralen Handel mit Zertifikaten von Kapazitäten mit geringen Refinanzierungshorizonten (Bestands-Kraftwerke, Speicher, flexible Verbraucher)“. Gleichzeitig wird auf Fragen und Probleme bei der Umsetzung verwiesen. Neben der grundsätzlichen Frage nach der Ausrichtung als zentraler oder kombinierter Kapazitätsmarkt wird auf die (unvermeidliche) Komplexität des Instruments und mangelnde Vorbilder aus anderen Ländern („kein [...] Copy/Paste“) verwiesen (vgl. zur Diskussion über Kapazitätsmechanismen: (IZES 2012; UBA 2012; Matthes et al. 2012; SRU 2013; VKU o. J.)). Weiter wird auf die Interaktion mit verschiedenen bestehenden Instrumenten verwiesen und es wird (neben dem KWStG) explizit die Biogasförderung im EEG genannt, sodass der „Instrumentenmix aufeinander abgestimmt“ und „bestehende Instrumente [...] teilweise neu justiert“ werden müssten (BMWK 2025, S. 296–297).

9.3 Gasmarkt (Biomethan): Transparenz, Marktfunktionalität & Infrastruktur

Um verschiedene Geschäftsfelder in unterschiedlichen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) erschließen zu können, ist eine kommerzielle und physische Handelbarkeit des Gutes Biomethan erforderlich. Für die kommerzielle Handelbarkeit gelten unterschiedliche Regulierungen in den Sektoren mit Blick auf Ziele, Anforderungen, Nachweisführung etc. So spielen z. B. im Verkehrssektor unterschiedliche Qualitäten durch verschiedene Substrateinsätze eine Rolle, die zu unterschiedlichen Anrechenbarkeiten bei der THG-Reduktion und damit auch zu unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften führen (vgl. Dena; Dena 2024). Für die physische Handelbarkeit sind entsprechende Netzinfrastrukturen (Gasnetze) erforderlich, die ihrerseits bestimmten Regulierungen unterliegen.

Um die kommerzielle Handelbarkeit zu ermöglichen, müssen die aus den biogenen Produktionsketten entstehenden Arten und Mengen biogener Inputs, Outputs und Nebenprodukte und ihre jeweiligen Qualitäten zur Erfüllung jeweiliger Kriterien plausibel unterschieden werden können. Die zentrale Methode hierzu ist das Erstellen von Massenbilanzen. Ursprünglich in der RED I / Biokraft-NachV für biogene Kraftstoffe und im EEG für die Nutzung „EEG-fähiger“ Gase aus dem Erdgasnetz entwickelt (§ 27(2) EEG 2009, §44b EEG 2021), wurde die Massenbilanzierung mit der RED II / BioSt-NachV auf alle biogene Energieproduktionssysteme ausgeweitet. Somit kann Biomethan unterschiedlicher Qualitäten in das fossile Erdgasnetz

ein- und ausgespeist werden und es können Handelsschritte im Erdgasnetz bilanziert und über Nachweise verbrieft werden.

Um die Transparenz mittels einheitlicher Plattform zu erhöhen, wurde in Deutschland das Biogasregister Deutschland entwickelt, in dem hauptsächlich Nachweise für die Verwendung von Biomethan in der Strom- und Wärmeproduktion im Rahmen des EEG und des GEG dokumentiert werden (Dena 2025). Für Nachhaltigkeitsnachweise biogener Kraftstoffe im Rahmen der Quotenverpflichtung (Biokraft-NachV) wurde die Datenbank NABISY entwickelt (BLE 2025a). Mit Blick auf die europäische Ebene bestehen verschiedene Bestrebungen, den grenzübergreifenden Handel mit Biomethan zu ermöglichen. Dafür muss ausländisches Biomethan (neben einer physischen Verbindung; Grenzkuppelstelle) in Deutschland anerkennungsfähig sein und umgekehrt. Daher müssen wiederum in- und ausländische Register vergleichbare Anforderungen an die Zertifizierungen stellen etc. Es bestehen verschiedene bilaterale Kooperationen und eine Handelsplattform (Dena 2025). Bei biogenen Kraftstoffen wurde der Schritt zu einer einheitlichen Unionsdatenbank (UDB) gemacht, die sich derzeit im Aufbau befindet (Europäische Kommission 2025).

Um die physische Handelbarkeit zu ermöglichen, sind entsprechende Netzinfrastrukturen (Gasnetze) erforderlich, die ihrerseits bestimmten Regulierungen unterliegen. Die Koalitionsparteien erwähnen Gasnetze im Zusammenhang mit einem „Fahrplan für defossilisierte Energieträger“ (Abschnitt „Wärme“) für den „Gasnetze erhalten bleiben [müssen], die für eine sichere Wärmeversorgung notwendig sind“. Weiter sei geplant, die EU-Gasbinnenmarktrichtlinie zügig umzusetzen (CDU et al. 2025, S. 35).

Auch in den Vorhabenvorschlägen des BMWK ist das Ziel einer „schnelle[n] Umsetzung des EU-Gas-/H₂-Binnenmarktpakets durch Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Schaffung des notwendigen Ordnungsrahmens für Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen“ genannt. Mit Blick auf Biomethan und künftige Umnutzungen (Wasserstoff) oder Außerbetriebnahmen der Netze sollen Regelungen zum Netzanschluss gefunden werden, um „diese Anlagen grundsätzlich prioritär zu behandeln, aber gleichzeitig zu vermeiden, dass ggfs. unwirtschaftliche Gasleitungen aufgrund einzelner Netzanschlüsse weiterbetrieben werden müssten“. Weiter wird auf die aktuelle Systementwicklungsstrategie des BMWK verwiesen, die „eine potentielle Rolle von Biomethan im zukünftigen Energiemix eher in lokalen/regionalen Insellösungen“ sieht. Auch wird auf das Auslaufen der bisher geltenden Privilegierungen für Biomethan (z. B. Netzanschlussvorrang, Entlastungen von Netzanschlusskosten) durch das Außerkrafttreten der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) Ende 2025 bzw. Ende 2027 verwiesen. Als möglicher Konfliktherd zwischen Biogasbranche und Energiewirtschaftsverbänden (BDEW, VKU) wird die Forderung letzterer genannt, Netzbetreibern mehr Spielraum in Bezug auf Netzanschlussbegehren von Biomethanerzeugungsanlagen zu schaffen. So sollen diese von der bestehenden Netzanschlusspflicht (lt. GasNZV) abweichen können (Pflicht zu Sammelleitungen, effiziente Anschlusspunkte) (BMWK 2025, S. 160–161).

9.4 Negativ-Emissionen und stoffliche Nutzung

Die Themenkreise CO₂-Abscheidung und Sequestrierung (CCS) zur Erzeugung von Negativ-Emissionen bzw. zur Weiternutzung (CCU) sowie deren Varianten mit Biomasse (BECCS/U) sind miteinander verbunden und betreffen auch andere Regulierungen, insb. den Emissions-

handel. Es sei darauf verwiesen, dass CCS in Verbindung mit fossilen CO₂-Quellen keine Negativ-Emissionen darstellen. Dies gilt nur für Systeme, die das sequestrierte CO₂ tatsächlich der Atmosphäre entziehen, sei es über biogene (BECCS) oder technische Wege (Direct Air Capture, DAC).

Mit Blick auf CCS / Negativ-Emissionen planen die Koalitionsparteien „umgehend ein Gesetzespaket [zu] beschließen“, welches dies „insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors und für Gaskraftwerke ermöglicht“. Des Weiteren planen sie „das überragende öffentliche Interesse“ für den Bau entsprechender Infrastrukturen festzustellen. Zudem wird DAC als eine mögliche Zukunftstechnologie gesehen (CDU et al. 2025, S. 33–34). In den Vorhabenvorschlägen des BMWK wird BECCS/U als eine Option zumindest erwähnt. Gleichzeitig wird die notwendige Definition der „Rolle der Biomasse zur Erzielung von Negativemissionen“ als möglicher Konflikt benannt. Als Ziel wird die Verabschiedung der geplanten Langfriststrategie Negativemissionen (LNe) basierend auf den Eckpunkten vom Februar 2024 (BMWK 2024b) ausgegeben. Sie nennt Zielgrößen, die Bewertung von Methoden und Technologien, Governance, Marktrahmen sowie F&E als Kernelemente. So soll nach den Vorhabenvorschlägen des BMWK – neben der „Stärkung des Vertrauens in den freiwilligen Markt für Negativemissionen“ – eine „robuste Nachfragequelle für Negativemissions-Zertifikate (z. B. im EU ETS 1 oder einem anderen EU-Compliance-Instrument)“ geschaffen und ein „langfristig tragfähiger Marktrahmen für Negativemissionen angestrebt“ werden. Als Maßnahmen werden u. a. auch ein Ankaufprogramm und gesetzliche Vorgaben für einen Marktrahmen genannt (BMWK 2025, S. 204–205).

Der Themenkreis CCU / stoffliche CO₂-Nutzung ist im Koalitionsvertrag nicht erwähnt. Die Vorhabenvorschläge des BMWK benennen – neben verbesserter Kreislaufwirtschaft und CCU – Biomasse als „Kohlenstoffquellen der Zukunft („Klimarohstoffe““ und verweisen auf die Rolle der Biomasse als „wichtig für die Kohlenstoffbasis einer klimaneutralen Chemieindustrie“ und betonen deren „wichtigen Beitrag zur Rohstoffwende in der Bauwirtschaft“. Industrie und Bauwirtschaft stehen hier im Fokus und als Ziel wird ein „Aktionsprogramm zur Unterstützung [...] bei der Umstellung ihrer Rohstoffbasis von fossilen / konventionellen Rohstoffen auf innovative Klimarohstoffe wie Biomasse, Rezyklate und abgeschiedenes CO₂“ genannt. Es wird auf die Notwendigkeit verwiesen, „Klimarohstoffe im Preiswettbewerb mit fossilen Rohstoffen attraktiver zu machen“. Als möglicher Konflikt wird „vor allem die Mineralölindustrie [...], deren Geschäftsmodell auf fossilen Rohstoffen beruht“, genannt (BMWK 2025, S. 213–214).

Mit Blick auf den aktuellen EU ETS 1 (TEHG) ist die stoffliche und energetische Nutzung von Biomethan zumindest angelegt. Werden entsprechende Nachweise erbracht, können die jeweiligen Mengen (nachhaltiges) Biomethan in der Emissionsberichterstattung der betreffenden emissionshandelspflichtigen Anlage abgezogen werden, d. h., für die jeweiligen Mengen sind keine Emissionsberechtigungen vorzuweisen. Die stoffliche Nutzung kann bei entsprechender Nachweisführung (Netzeinspeisung Biomethan, bestehender Liefervertrag, Massenbilanzierung etc.) angerechnet werden. Die Anrechnung der energetischen Verwendung ist durch Nachhaltigkeitsnachweise der Datenbank Nabisy ebenfalls möglich (DEHSt 2025b, Abschnitt 8.5). Auch CCS CCU sind als „Weiterleitung von inhärentem CO₂“ in der Emissionsberichterstattung berücksichtigt. So sind bei Weiterleitung an eine „CCS-Einrichtung“ bzw. eine „CO₂-Transportinfrastruktur“ keine Emissionsberechtigungen vorzuweisen. Das Gleiche gilt bei Weiterleitung zur Herstellung eines Produkts, bei dem der „Kohlenstoff dauerhaft chemisch in dem Produkt gebunden ist“. Wird das CO₂ an eine andere emissionshandelspflichtige An-

lage weitergeleitet, ist diese für das Vorweisen entsprechender Emissionsberechtigungen zuständig. Die Nachweisführung unterscheidet sich nach gewählter Überwachungsmethode (Massenbilanz, CO₂-Messung) (DEHSt 2025b, Abschnitt 13.4).

Bezüglich der Weiterentwicklung und Klärung offener Fragen bekennen sich die Koalitionsparteien grundsätzlich zum „System der CO₂-Bepreisung als zentralem Baustein“ und möchten den Emissionshandel „europäisch und international voran[treiben]“. Im Detail äußern sie sich allerdings nur zur Überführung des BEHG in den ETS2 (CDU et al. 2025, S. 28–29). In den Vorhabenvorschlägen des BMWK wird auf die gesetzlich vorgeschriebene Revision des EU ETS 1 verwiesen, der – neben anderen Themen – auch die „mögliche Integration von permanenten Negativemissionen (technische Treibhausgassenken)“ und den „Umgang mit nicht permanent in Produkten eingebundenen CO₂-Emissionen (CCU)“ behandeln sollte. Dabei wird darauf verwiesen, dass die „Fortführung der jährlichen Cap-Absenkung [...] wohl nur möglich [ist], wenn permanente Negativemissionen in den ETS 1 integriert werden“. Allerdings könnten „Negativemissionen [...] nur einen überschaubaren Beitrag zur Klimaneutralität im ETS leisten“. Schließlich müssten mit Blick auf (v. a. feste) Biomasse bei „CCS für Biomasse (BECCS) [...] nachteilige Auswirkungen auf natürliche Senken in der EU oder im Ausland verhindert werden“, und es seien „strenge Kriterien für BECCS nötig, insbesondere bei der energetischen Holznutzung“ (BMWK 2025, S. 221–222).

9.5 Verkehr

Wie in Abschnitt 9.1.6.1 dargestellt, wird die Nutzung von Bioenergie im Verkehrssektor durch die sog. THG-Quote aus der RED III, mit dt. Umsetzung durch das BImSchG, reguliert. Biogas/Biomethan stellen Erfüllungsoptionen zur Defossilisierung der Mineralölwirtschaft dar. Weitere Anreize werden für die bisher nicht vom Emissionshandel erfassten Energieströme durch die neue THG-Bepreisung gesetzt, die aktuell noch national mit dem Brennstoffemissionshandels-gesetz (BEHG) umgesetzt ist und ab 2027 in das europäische System des EU ETS 2 überführt werden soll.

Mit Blick auf die THG-Quote haben die Koalitionspartner vor allem eine Eins-zu-eins-Umsetzung europäischer Vorgaben zum Ziel. So heißt es: „Die über das europarechtlich Notwendige hinausgehende Power To Liquid (PtL)-Quote schaffen wir noch im Jahr 2025 ab. Mit geeigneten Instrumenten wollen wir dafür sorgen, dass europäische Fluggesellschaften bei der Sustainable Aviation Fuel (SAF)-Quote nicht schlechter gestellt werden als außereuropäische.“ (CDU et al. 2025, S. 8).

Auch in den BMWK-Vorhaben werden unter dem Stichwort „Transformation Mineralölwirtschaft“ negative Wettbewerbseffekte auf die dt. Mineralölbranche und in Folge auch auf die Chemieindustrie problematisiert. Hier wird auch auf Verbindungen zur ETS-Reform, zu Negativemissionen und anderen Aspekten (z. B. Co-Processing) verwiesen. Mit Blick auf die THG-Quote wird u. a. vorgeschlagen, das System bis mindestens 2040 zu verlängern und die Quote insgesamt zu erhöhen. Auch mit Blick auf die Sektoren Schiff- und Luftfahrt wird auf neue EU-Regulierungen verwiesen. Das künftige Quotensystem gem. ReFuelEU Aviation VO schreibt SAF-Quoten vor, bei denen ebenfalls biogene Gase als Erfüllungsoption gelten. Auch die THG-Reduktionsanforderungen der FuelEU Maritime VO können durch biomassebasierte Kraftstoffe erfüllt werden. Dies soll durch die Ausweitung der THG-Quote auf die genannten Sektoren umgesetzt werden. Weiter sollen die dt. Anteile an den Wertschöpfungsketten (Erhalt industrieller Kerne: Raffinerien, chemische Industrie) erhalten bleiben. Als mögliche Konflikte

werden (innerhalb des BMWK) Fragen zum bisherigen Stand der Biomassestrategie und zwischen BMWK und BMUV wegen eines grundsätzlichen Widerstands v. a. gegen Verwendung von Biomasse gesehen. (BMWK 2025, S. 181–183).

Wie erwähnt wird die derzeit nationale THG-Bepreisung (BEHG) in ein EU-weites System (ETS2) überführt. Dies hat Rückwirkungen auf den Verkehrs- und Wärmebereich. Die Koalitionspartner „unterstützen die Einführung des ETS 2“ und wollen einen „fließenden Übergang“ und dabei CO₂-Preissprünge vermeiden (CDU et al. 2025, S. 28–29). Auch die vorläufigen BMWK-Vorhaben verweisen auf eine mögliche hohe Knappheit aufgrund zu geringer bisheriger Emissionsreduktionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude. Daher werden über den EU ETS 2 hinaus zusätzliche emissionsmindernde Maßnahmen (in allen Mitgliedsstaaten) empfohlen. Als potentielle Konflikte werden u. a. „Debatten auf nationaler und europäischer Ebene um Verschiebung und/oder Lockerung der EU-ETS-2-Regeln“ genannt (BMWK 2025, S. 194–195).

10 Schlussfolgerungen: Zukunftsaussichten der Biogasbranche und Beiträge zur Energiewende

10.1 Wirtschaftliche und regulatorische Einflussfaktoren auf Biogas

Im ersten Schritt wurde die mögliche Entwicklung von Einflussfaktoren im Sinne von energiewirtschaftlichen Rahmendaten betrachtet. Da „echte“ Marktdaten (d. h. Termingeschäfte) i. d. R. nur 2–3 Jahre in die Zukunft reichen, wurde auf die Annahmen aktueller „großer“, d. h. politikleitender Energiesystemstudien zurückgegriffen. Diese schreiben, basierend auf Marktdaten und jeweils aktuellen Zukunftserwartungen, die Entwicklung fort. Gleichzeitig wurde die Abbildung von Biomasse / Biogas in den Modellen betrachtet und abgeschätzt, welchen Beitrag diese – gemäß den dortigen Analysen – leisten können oder sollen.

Bei den energiewirtschaftlichen Rahmendaten zeigt sich, dass für Erdgaspreise in den betrachteten Studien insgesamt von einer schnellen Rückkehr auf das niedrige Preisniveau von vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgegangen wird. Auch bei Wasserstoff wird von z. T. stark sinkenden Kosten oder Preisen ausgegangen. Bei seltenen Angaben zu „alternativem Methan“ wird synthetisches Methan als die teuerste Option angenommen und kompensiertes Erdgas soll in den 2040er Jahren die günstigste Option werden. Biomethan ist zunächst als die günstigste Option angenommen, bis es 2040 von kompensiertem Erdgas „unterboten“ wird. Zertifikatspreise von Emissionshandelssystemen (EU ETS 1 & 2) steigen in allen Szenarien stetig an.

Insbesondere bei Erdgas und Wasserstoff als international gehandelte (bzw. zukünftig zu handelnde) Ressourcen sind die Annahmen kritisch zu hinterfragen. Unter dem Eindruck der Erdgaskrise und neuer geopolitischer Risiken und entsprechender Bemühungen zur Steigerung der Resilienz auf EU- und nationaler Ebene stellt sich die Frage, wie diese Risiken in Energiesystemmodellen abgebildet sind. Die Optimierung bevorzugt naturgemäß die günstigste Option bzw. Technologie, deren Wettbewerbsfähigkeit sich durch gesetzte Annahmen, wie z. B. Erdgaspreise, entsprechend ändert. Dies wird v. a. bei den aktuell nach unten korrigierten Preisannahmen für die aktuellen Langfristszenarien 3 (LFS 3) als wichtigste politikleitende Szenario-Familie deutlich. Diese sind zwar mit aktuellen Markterwartungen konsistent, letztere reichen nur wenig in die Zukunft. Ähnliches gilt für die zunehmende LNG-Beschaffung, die einseitige Lieferabhängigkeiten verringern soll. Zum einen wird die (höhere) LNG-Kostenuntergrenze zunehmend relevant. Des Weiteren nimmt durch die höhere Flexibilität des LNG-Marktes auch die Preisvolatilität absehbar zu. Schließlich gelten die analogen Fragen auch für Wasserstoff, bei dem entsprechend von ausreichender internationaler Verfügbarkeit ausgegangen wird. Insgesamt stellt sich die Frage, wie die neuen / alten Markterwartungen zu bewerten sind, insbesondere wenn sie trotz der aktuellen Risiko-/Resilienzdiskussion eins zu eins in politikleitenden Szenarien übernommen werden und dies zur Überschätzung der Rolle / des Beitrags dieser Energieträger führt.

Beim Emissionshandel als regulativ bedingte Rahmendaten werden die klimapolitischen Notwendigkeiten abgebildet – die gleichzeitig den Erdgasausstieg befördern –, und in fast allen Studien wird im EU ETS 1 und 2 von hohen, aber stetigen Preispfaden ausgegangen. Dies ist beim Übergang vom dt. BEHG zum EU ETS 2 zumindest z. T. zu hinterfragen, da aufgrund der Knappheitssituation Preissprünge ab 2027 zumindest plausibel erscheinen.

Bei der Abbildung von Biomasse / Biogas zeigt sich, dass sie als eine Art Restgröße erscheint, die zudem meist nur parametrisch abgebildet ist. Das heißt, der Beitrag z. B. zum Energieangebot ist nicht Gegenstand der Modelloptimierung, die die beste Verwendung des Potentials o. ä. abbildet. Stattdessen bildet die Parametrisierung in den meisten Modellen die aktuelle Regulatorik ab, d. h. das politisch gewollte Auslaufen des Bestands. Das Ergebnis erscheint damit vorweggenommen. Das hiesige Erkenntnisinteresse „Biogas“ ist ohnehin nur in den wenigsten Studien abgebildet. Aus der Logik der Systemanalyse heraus erscheint die parametrische Abbildung rational. Wenn jedoch – mit den Mechanismen der Modelle wenig vertraute – Nutzer:innen die Parametrisierungen (d. h. Inputs) mit Ergebnissen der Optimierung gleichsetzen, besteht das Risiko von Zirkelschlüssen, indem das regulativ gesetzte Ergebnis mit dem systemoptimalen Beitrag der Technologie gleichgesetzt wird.

Gleichzeitig erscheint vor dem Hintergrund der obigen Resilienzdiskussion und der Abbildung von Biogas in den Energiesystemmodellen die Problematik entgegengesetzt: Biogas als heimische Energie könnte einen höheren Beitrag zur Resilienz im Sinne einer geringeren Importabhängigkeit leisten, wird aber praktisch ausgeblendet.

10.2 Biogaspotential und energetische Nutzung

Das Biogas-Potential und einige mögliche Verwendungen werden im Rahmen dieser Studie in relevanten Bereichen der Energiewende näher betrachtet. Dafür wurde das Biogaspotential – mit einer Spanne zur Abbildung von Unsicherheiten – bis 2035 abgeleitet und in entsprechende Nutzungsformen (Strom, Wärme, Biomethan, stoffliche Verwendungen) umgerechnet. Durch einen Vergleich mit den öffentlich verfügbaren Modellergebnissen „Langfristszenarien 3“ (LFS 3) als wichtigste politikleitende Szenario-Familie wurde das Substitutionspotenzial ermittelt. Dabei handelt es sich um eine partialanalytische Mengenbetrachtung. Es wurden anhand verschiedener Kombinationen hohe und niedrige Substitutionsfälle mit entsprechenden Spannen abgeleitet. Für Biomethan wurden zusätzlich Varianten der Aufbereitung ohne und mit H₂-Zugabe betrachtet. Zusätzlich zu diesen summarischen Substitutionspotentialen wurden für die Nutzungsformen mit Erdgas- und Wärmenetzen infrastrukturelle Potentiale mittels bundesweiter GIS-Analysen abgeschätzt. So wurde der Teil des Anlagenbestands identifiziert, bei dem gute Voraussetzungen zum Anschluss an diese Infrastrukturen vorliegen. Insgesamt bestehen für 59 % des BGA-Bestands vergleichsweise gute Voraussetzungen zum Anschluss an ein Gasnetz und für 22 % zum Anschluss an ein Wärmenetz, wobei allerdings das gewählte Vorgehen die Anschlussmöglichkeiten an Wärmenetze unterschätzt. Zum einen handelt es sich um eine Momentaufnahme der aktuellen infrastrukturellen Gegebenheiten. Zum anderen wurde aufgrund der strategischen Bedeutung der Biogasaufbereitung und des gleichzeitig politisch-regulatorisch gewollten (Teil)Rückbaus der Netze der Gasnetzanalyse der Vorrang eingeräumt. Bei Wärmenetzen ist aufgrund der kommunalen Wärmeplanung hingegen ein Ausbau zu erwarten, sodass zukünftige Anschlussraten höher sein dürften. Tabelle 27 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse für die energetischen Anwendungen. Dabei wird dargestellt, mit welcher Biogastechnologie welche Anwendung zu welchem Anteil über die Zeit ersetzt werden kann. Es wurde jeweils das gesamte Potential zur Substitution in den jeweiligen Nutzungsformen verwendet, d. h. die Substitutionsmengen sind alternativ zu verstehen.

Im Ergebnis hätte Biogas in den alternativen Verwendungsformen das Potential, relevante Beiträge in unterschiedlichen energetischen Anwendungen der Energiewende zu leisten. Oft wäre der Komplettersatz in der jeweiligen Verwendung möglich und es verbliebe ein weiteres

freies Potential. In der Strom- und Fernwärmeerzeugung wurde zuerst der ausgewiesene Erdgaseinsatz und mit dem verbleibenden Potential der H₂-Einsatz substituiert. Dabei geht der Erdgaseinsatz bis Ende der 2030er Jahre bis fast auf null zurück (Erdgasausstieg) und mit Anfang der 2030er Jahre setzt die H₂-Nutzung langsam ein. Generell zeigt sich eine Übergangsproblematik bei der Substitution von Erdgas- zu H₂-basierter Stromerzeugung mit zeitweilig rechnerisch höheren notwendigen H₂-basierten Kapazitäten, bevor das verbleibende Potential ganz zur Substitution von H₂ genutzt werden kann. Hier ist zwischen dem Einsatz des freien und verbleibenden Biomethan-Potentials zwischen Gas- und H₂-basierter Erzeugung zu optimieren.

Tabelle 27: Alternative Substitutionspotentiale von Biogas in energetischen Anwendungen

	2035	2040	2045
Summarisches Substitutionspotential			
Biogenes Potential (TWh _{th})	88-116	88-116	88-116
VOV: Stromerzeugung Erdgas	32-55%	>100%	>100%
VOV: Stromerzeugung H ₂	0*	46->100%	51->100%
VOV-Wärme: Fernwärmeerzeugung Erdgas und H ₂	>100%	>100%	>100%
Biomethan: Rückverstromung Erdgas	82->100%	>100%	>100%
Biomethan: Rückverstromung H ₂	0*->100%	92->100%	79->100%
Infrastrukturelles Substitutionspotential			
VOV-Wärme: Fernwärmeerzeugung Erdgas und H ₂	34-42%	60->100%	44->100%
Biomethan: Rückverstromung Erdgas	48->100%	>100%	>100%
Biomethan: Rückverstromung H ₂	0*->100%	53->100%	47->100%

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen; VOV: Vor-Ort-Verstromung; Rückverstromung: Annahme 50 % GuD, 50 % oGT; *Potential noch in der Substitution erdgasbasierter Erzeugung gebunden

Insbesondere mit Blick auf die aktuellen Diskussionen zum Aufbau neuer Erdgas- und H₂-Kraftwerkskapazitäten stellt sich die Frage, welche neuen Kapazitäten tatsächlich benötigt werden und welcher Kraftwerksmix – auch aus dem Blickwinkel der Resilienz – optimal ist.

Die folgenden Übersichtsgrafiken veranschaulichen die Bandbreiten möglicher Substitutionspotentiale sowohl für die hohen als auch die niedrigen Fälle. Die Summe aus erdgas- und H₂-basierter Stromerzeugung kann entweder mittels VOV (Abbildung 60) oder Biomethan (Abbildung 61) substituiert werden. Dabei wurde bei Biomethan zusätzlich das infrastrukturelle Potential (Verfügbarkeit von Erdgasnetzen) mittels bundesweiter GIS-Analyse (59 % des gesamten Anlagenpotentials) berücksichtigt (Variante mit H₂-Zugabe; untere dünne grüne Linie). Alle Durchschnitte von Erzeugungs- und Potentialspannen sind jeweils grau gepunktet dargestellt. Die Angaben zu Biomethan erfolgen hier in TWh_{el} (Annahme Rückverstromung: je 50 % Erdgas-GuD und offene Gasturbine).

Insgesamt zeigt sich, dass bei der VOV im Durchschnitt der Szenarien bis zum Jahr 2035 42 % der erdgas- und H₂-basierten Stromerzeugung durch VOV ersetzt werden könnte (Anteil unterer an oberer grau gepunkteter Linie). Dieser Anteil steigt bis 2040 weiter auf rund 80 %. Bei der Rückverstromung mittels Biomethan in Erdgaskraftwerken (Annahme: je 50 % Erdgas-GuD und offene Gasturbine) kann die erdgas- und H₂-basierte Stromerzeugung in der mengenbasierten Betrachtung im Durchschnitt der Szenarien bereits ab 2035 vollständig ersetzt werden und es verbleibt ein freies Potential. Im Fall des infrastrukturellen Potentials liegt der Durchschnitt im Jahr 2035 bei 72 % und in den Jahren 2039-2043 wäre die Substitution komplett, bis sie bis 2045 wieder auf 93 % sinkt. Die Schwankung erklärt sich aus der wieder

steigenden H₂-basierten Stromerzeugung ab 2040 in den zugrundeliegenden Modellergebnissen.

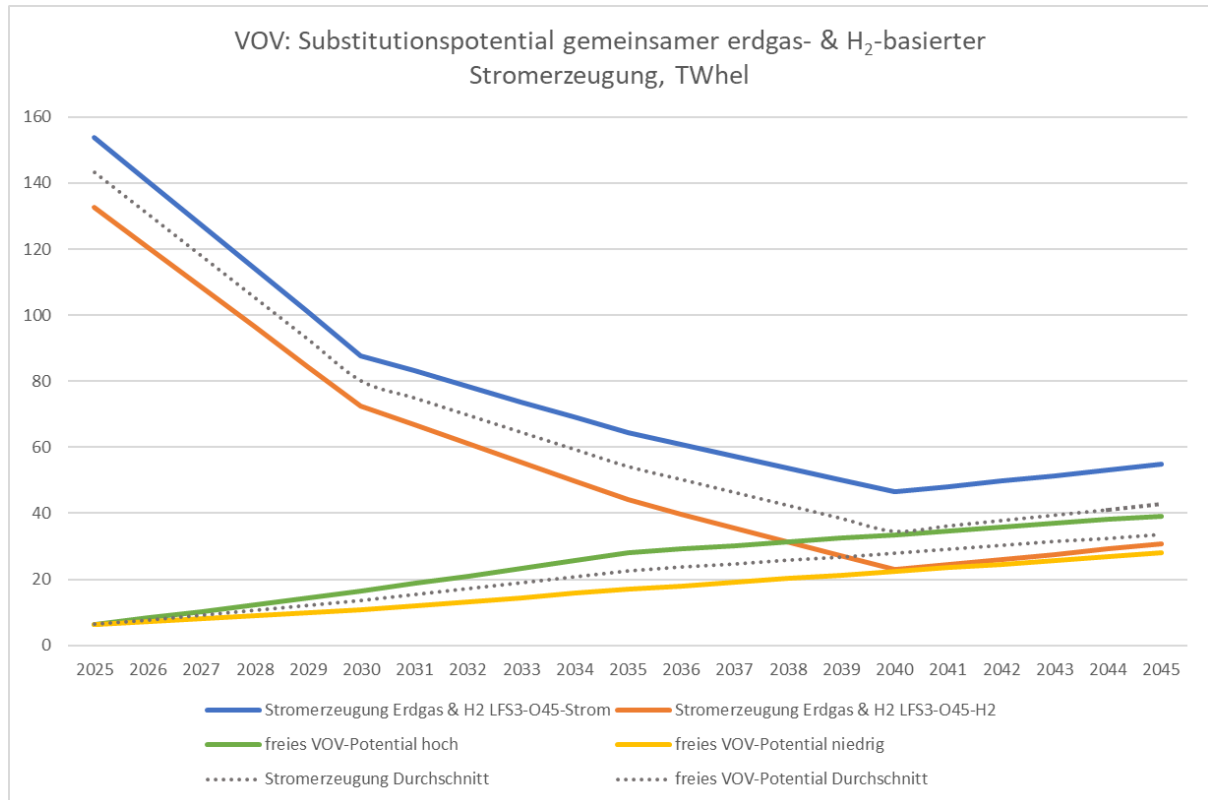


Abbildung 60: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Biogas-VOV (Quelle: Abbildung 28)

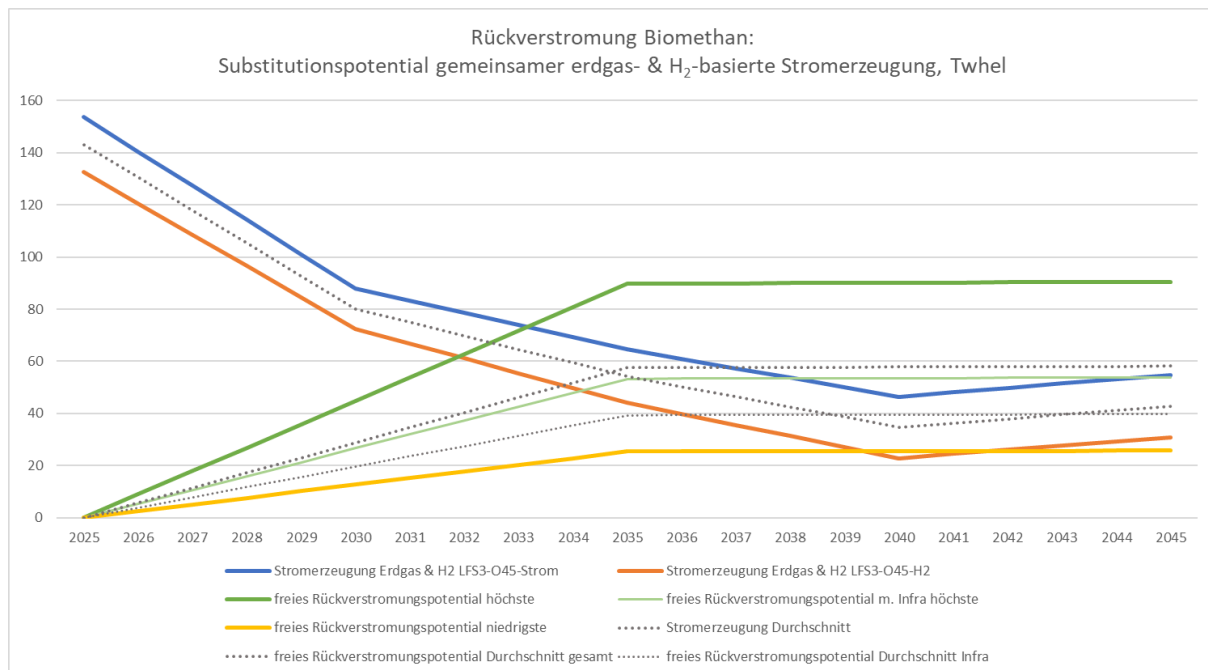


Abbildung 61: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Stromerzeugung durch Rückverstromung mit Biomethan (Quelle: Abbildung 50)

In der analogen Darstellung der Substitutionspotentiale von erdgas- und H₂-basierter Fernwärme mittels VOV-Wärme (Abbildung 62) sind die *Summen* aus erdgas- und H₂-basierter Erzeugung beider Fälle sowie beide Szenarien des freien VOV-Wärmepotentials abgebildet. Auch hier wurde zusätzlich zur Mengenbetrachtung das infrastrukturelle Potential für die hohe Variante (Verfügbarkeit von Wärmenetzen) mittels bundesweiter GIS-Analyse (22 % des gesamten Anlagenpotentials; untere dünne grüne Linie) dargestellt (alle Durchschnitte grau gepunktet).

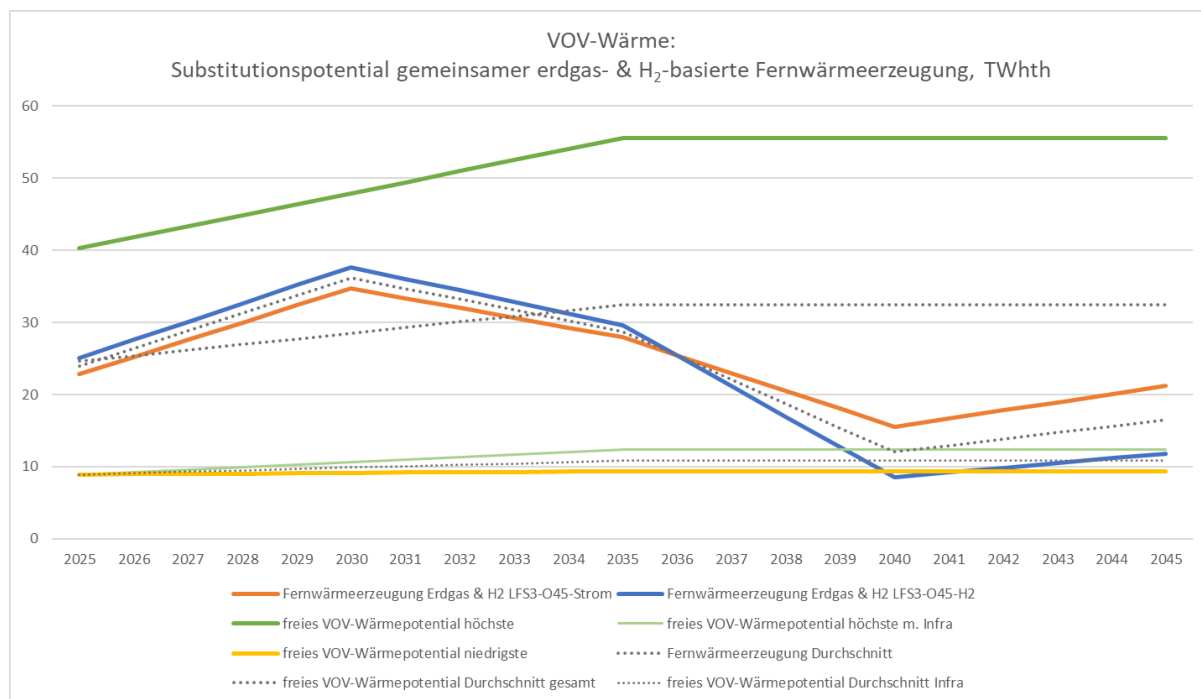


Abbildung 62: Gesamtdarstellung Substitutionspotential erdgas- & H₂-basierter Fernwärmeerzeugung durch VOV-Wärme (Quelle: Abbildung 33)

In der mengenbasierten Betrachtung kann die erdgas- und H₂-basierte Fernwärmeerzeugung im Durchschnitt der Szenarien entweder zu hohen Anteilen (2026–2033; Tiefpunkt 2030 mit 79 %) oder komplett (2025 und 2034–2045) ersetzt werden. Das infrastrukturelle Potential ermöglicht im Durchschnitt der Szenarien – nach einem Tiefpunkt im Jahr 2030 (27 %) – bis 2035 eine Substitution von 38 %. Bis zum Jahr 2040 steigt dieser Anteil auf 90 % und fällt bis 2045 auf 66 %. Die Schwankungen der Anteile erklären sich aus vorübergehender verstärkter Erdgasnutzung um 2030 herum sowie teilweise steigender H₂-Nutzung ab 2040 in den zugrundeliegenden Modellergebnissen.

Schließlich würden mit der aufgezeigten potentiellen Substitution weitere Effekte einhergehen, die hier exemplarisch aufgezeigt werden. Würde der Weg der verstärkten Biogasaufbereitung beschritten, entstünden im Fall ohne H₂-Zugabe residuale CO₂-Mengen, die zur Vermarktung zur Verfügung stünden. Alternativ könnten daraus wiederum (in Reaktion mit weiteren „grünen“ H₂-Mengen) „grüne“ Methanol-Mengen erzeugt werden (Tabelle 28). Beides ist u. a. für THG-neutrale Flugtreibstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAF) relevant. Insbesondere zukünftiges „grünes“ Methanol kann entweder anteilig konventionellem Flugtreibstoff beigemischt („drop in“) oder als SAF-Vorprodukt genutzt werden.

Tabelle 28: Verfügbare CO₂- und Methanol-Mengen aus Biogasaufbereitung ohne H₂-Zugabe

Mt CO ₂	2035
Verfügbare CO ₂ -Mengen aus Biogasaufbereitung ohne H ₂ -Zugabe; Mt CO ₂	3,2-13,2
Verfügbare Methanol-Mengen auf Basis verfügbarer CO ₂ -Mengen; Mt Methanol	8,3-18,6

Quelle: Szenariodaten, FNR (2025), eigene Berechnungen

Für die VOV wurden Einsparungen an Erdgas, H₂ und THG abgeleitet, wie in Tabelle 29 dargestellt. Die Erdgas-Einsparung von 2035 ist damit vergleichbar mit den 2024er LNG-Importen von knapp 69 TWh. Die kumulierten eingesparten Erdgasmengen betragen 410–560 TWh. Dies entspricht knapp der Hälfte bis zwei Drittel des dt. Erdgasverbrauchs im Jahr 2024 von 844 TWh. Die H₂-Einsparungen ab Anfang der 2040er Jahre entsprechen gut 60 % des geschätzten Bedarfs der Stahlindustrie im Jahr 2040 oder knapp 40 % des Bedarfs der Chemieindustrie. Für 2045 liegen die Werte für die Stahlindustrie bei 80–90 % und für die Chemieindustrie bei 25–30 %. Alternativ entspräche dies rund 22–25 % des geschätzten 2045er H₂-Importbedarfs. Insgesamt könnten demnach relevante Anteile deutscher LNG- oder Erdgasbedarfe ersetzt werden.

Mit der Erdgaseinsparung gehen – unter Berücksichtigung der Emissionen der VOV – entsprechende Netto-Einsparungen an THG-Emissionen einher. Je nachdem ob der dt. Erdgas-Mix (vor der Erdgaskrise) mit zusätzlichen 13 % indirekten Emissionen oder z. B. LNG aus den USA mit zusätzlichen 39 % indirekten Emissionen zugrunde gelegt wird, ergeben sich deutliche Unterschiede. Kumuliert über den Betrachtungszeitraum ergäbe dies 68–121 Mt. Dies entspricht in etwa den 2024er THG-Emissionen des verarbeitenden Gewerbes (106 Mt) oder eines Großteils der Energiewirtschaft (181 Mt). Wird weiterhin nicht energetische THG-Vermeidung durch den Biogasprozess (vermiedene Ausgasung von Methan & Stickstoff; im Jahr 2018 grob 2 Mt CO₂Äq) berücksichtigt, ergäbe sich eine entsprechend weitere THG-Vermeidung.

Tabelle 29: Potentielle Erdgas-, H₂- und THG-Einsparungen durch Biogas VOV

	2035	2040	2045
Erdgas-Einsparung; TWh _{th}	35-58	4	
H ₂ -Einsparung; TWh _{th}		42-43	58-64
THG-Einsparung Erdgas (dt. Mix); Mt CO ₂	6-10	1	
Oder: THG-Einsparung LNG USA; Mt CO ₂	8-13	1	

Quelle: Szenariodaten, UBA (2021), eigene Berechnungen

Schließlich sei erwähnt, dass auch „grüner“ Wasserstoff aus Biogas gewonnen werden kann. Dies kann im begrenzten Umfang vorteilhaft sein, u. a. um damit Anlagen an zukünftig umgerüstete Wasserstoffnetze anschließen zu können und zu einer besseren Potentialerschließung beizutragen. Auch kann damit aus Netzbetreibersicht ein eventuelles Risiko von Lock-in-Effekten verringert werden, wenn Aufbereitungsanlagen auf Wasserstoffherstellung und -einspeisung umgerüstet werden könnten.

10.3 Biogaspotential und stoffliche Nutzung

Im Fall der Biogasaufbereitung (Biomethan / Bioerdgas) und Einspeisung in das Erdgasnetz wäre die Substitution jeglicher erdgasbasierter Anwendungen möglich. So kann Biomethan alternativ auch zur Substitution stofflicher Bedarfe von Erdgas und ggfs. Naphtha verwendet werden. Hierzu werden die o. g. Biomethanpotentiale den LFS 3-Ergebnissen industrieller stofflicher Erdgas- & Naphtabedarfe gegenübergestellt. Während die Erdgassubstitution im Verhältnis 1:1 angenommen wurde, wurde für die Naphthasubstitution eine Umwandlungseffizienz von 70 % abgeleitet (Tabelle 30). Sollte sich dies als zu optimistisch erweisen, fallen die genannten Substitutionspotentiale entsprechend geringer aus.

Insgesamt wäre der (einfacher zu substituierende) Erdgasbedarf in allen Fällen bereits bis Ende der 2020er Jahre vollständig substituierbar. Die Summe aus Erdgas- und (schwieriger zu substituierendem) Naphthabedarf könnte in den summarischen Fällen im besten Fall im Jahr 2034 komplett substituiert werden. Im Jahr 2040 ist die Komplettsubstitution in den summarischen Fällen in drei von vier Fällen bereits (nahezu) eingetreten (in einem Fall zu 96 %). In den infrastrukturellen Fällen tritt die erste Komplettsubstitution im Jahr 2040 ein, für die restlichen infrastrukturellen Fälle geschieht dies in der ersten Hälfte der 2040er Jahre.

Tabelle 30: Alternative Substitutionspotentiale von Biogas in stofflichen Verwendungen

	2035	2040	2045
Summarisches Substitutionspotential			
stoffliche Erdgas- & Naphtabedarfe Industrie	50->100%	63->100%	>100%
Infrastrukturelles Substitutionspotential			
stoffliche Erdgas- & Naphtabedarfe Industrie	32-71%	40->100%	>100%

Quelle: Szenariodaten, eigene Berechnungen

In der analogen Darstellung der zusammengefassten Substitutionspotentiale industrieller stofflicher Erdgas- und Naphthabedarfe (Abbildung 63) sind auch die Summen der Bedarfe an Erdgas und Naphtha für beide Fälle abgebildet. Die Bedarfe an Naphtha sind mit der angegebenen Umwandlungseffizienz („Erdgasäquivalente“) angegeben. Wieder sind beide Szenarien des freien summarischen Biomethanpotentials sowie zusätzlich die hohe Variante (mit H₂-Zugabe) des infrastrukturellen Potentials (GIS-Analyse; infrastrukturelles Potential: untere dünne grüne Linie; alle Durchschnitte grau gepunktet) angegeben. Die Mengen sind hier abweichend von Abbildung 61, da hier TWh_{th} relevant sind.

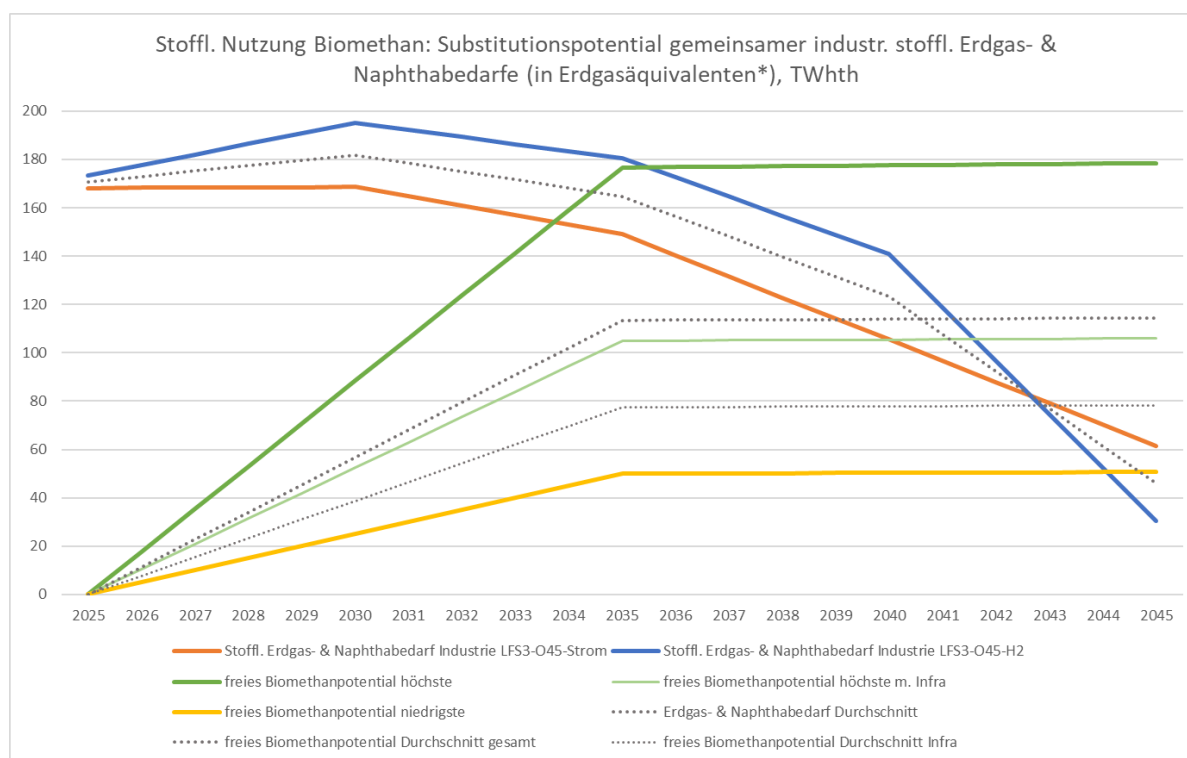


Abbildung 63: Gesamtdarstellung Substitutionspotential industrieller stofflicher Erdgas- & Naphthabedarfe durch Biomethan (Quelle: Abbildung 59)

*Erdgasbedarf zur Naphtha-Substitution, 70 % Umwandlungseffizienz

In der mengenbasierten Betrachtung können die industriellen stofflichen Erdgas- und Naphthabedarfe im Durchschnitt der Szenarien im Jahr 2035 zu 69 % ersetzt werden. Ab dem Jahr 2041 wäre die Substitution komplett und es verbliebe ein freies Potential. Beim infrastrukturellen Potential könnten bis 2035 im Durchschnitt der Szenarien 47 % der industriellen stofflichen Erdgas- und Naphthabedarfe ersetzt werden. Im Jahr 2040 läge die Substitution bei 63 % und ab 2043 wäre sie komplett.

Insgesamt zeigen sich die hohen Nutzungskonkurrenzen, da Biogas neben den energetischen auch für stoffliche Anwendungen geeignet ist. Gleichzeitig bestehen einige Unsicherheiten in Bezug auf die Möglichkeiten bzw. die Effizienz beim Naphtha-Ersatz. Daher wurde eine Sektoranalyse der chemischen Industrie anhand von Literatur und speziellen Szenarien vorgenommen, um ein tieferes Verständnis zur Struktur der C-Bedarfe zu erlangen. Wie bereits oben gezeigt, wird der gegenwärtige Bedarf an Kohlenstoff für die nicht energetische Nutzung vornehmlich aus Mineralölprodukten gedeckt und erst mit großem Abstand mit Erdgas. Damit erscheint eine Fokussierung auf die Substitution des Erdgaseinsatzes zwar naheliegend, aber aus Sicht der Biogasbranche ist das Absatzpotential vergleichsweise gering.

Ein potentiell sehr viel höherer C-Bedarf entsteht längerfristig hingegen aus der Defossilisierung der Herstellung von Basischemikalien. Wie hoch er sein könnte, hängt von einer Reihe von Faktoren (dt. Produktionsentwicklung vs. Importe, Recycling, unmittelbare Gewinnung chemischer Produkte aus Biomasse, Wahl technologischer Routen) ab. Ein jährlicher Bedarf im zweistelligen Megatonnenbereich erscheint gegenwärtig als sehr plausibel. In den Szenarien wird für die Bereitstellung auf große Punktquellen verwiesen, die den Bedarf decken könnten. Darunter werden auch 7,5–10 Mt/a aus Biogasanlagen (konsistent mit den in Tabelle 28 aufgeführten Mengen) aufgenommen, d. h., es wird scheinbar mit einem entsprechenden Angebot aus der Biogasbranche gerechnet. Darüber hinaus wird auch je nach anderweitigem zukünftigen Bedarf an CO₂ bezweifelt, ob diese Punktquellen ausreichen. Offen bleiben dabei möglicherweise mengenmäßig für die Biogasbranche relevante kleinere Bedarfe, z. B. in der Spezialchemie. Darüber hinaus kann die räumliche Verteilung der Bedarfe für die Biogasbranche wichtig sein, vor allem wenn die Biomassesubstrate räumlich verteilt anfallen und deren Transport über größere Entfernung unrentabel ist.

Aus diesem Grund ist eine zukünftige Abschätzung der räumlichen Verteilung von Quellen und Bedarfen wichtig, wobei auf der Bedarfsseite auch Betriebe, die aus Sicht der chemischen Industrie relativ kleine Mengen abnehmen, von Interesse sind. Eine solche auf die Spezialchemie erweiterte Analyse wäre zwar relevant, konnte in der vorliegenden Studie aber nicht durchgeführt werden.

10.4 Freies Biomethanpotential in verschiedenen Darstellungen

Die Mengen an Biomethan bzw. (Bio-)Erdgas können in verschiedenen Einheiten (Energie, Volumen, Gewicht) ausgedrückt werden und die Verwendung „üblicher“ Einheiten variiert zwischen den Stakeholdern.

Tabelle 31: Freies Biomethanpotential in 2035 in TWh, mio. m³ und Mt.

freies Biomethanpotential in 2035	TWh _{th}	Mio. m ³	Mt
Höchstes Potential (summarisches Potential, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	177	17.726	12,8

freies Biomethanpotential in 2035	TWh _{th}	Mio. m ³	Mt
Höchstes Potential mit Infrastrukturestrikation (59 % des Anlagenbestands, konstanter Bestand, mit H ₂ -Zugabe)	105	10.528	7,6
Niedrigstes Potential mit Infrastrukturestrikation (59 % des Anlagenbestands, 33% Bestandsabnahme, ohne H ₂ -Zugabe)	50	5.017	3,6

Quelle: Szenariodaten, FNR (2025), eigene Berechnungen

Basierend auf den obigen Gesamtdarstellungen sind in Tabelle 31 die Potentiale ausgewählter Szenarien in verschiedenen Einheiten aufgeführt.

10.5 Entwicklungspfade Biogas: Investitionen in Post-EEG-Konzepte und Beitrag zur Energiewende am Beispiel der VOV

Zusätzlich zu den vorherigen Mengenrechnungen erfolgte eine Betrachtung der Kostenseite. Dazu wurden Stromgestehungskosten (LCOE) von VOV-Anlagen für neue Anlagenkonzepte berechnet, um die Investorenperspektive mit den möglichen und sinnvollen Beiträgen neuer Anlagenkonzepte zur Energiewende zusammenzubringen. Da die überwiegende Zahl an Anlagen und Kapazität VOV-Anlagen sind und – trotz der Multifunktionalität der Biogastechnologie – ein überragendes Interesse an den Funktionen im Strommarkt besteht, wurden Stromgestehungskosten für eine Spanne von Post-EEG-Konzepten gerechnet und mit anderen Rechnungen verglichen.

So wurden Stromgestehungskosten für eine Spanne von VOV-Anlagen betrachtet, für die in Absprache mit der Auftraggeberin ein abgestimmtes Set an aktuellen Kostenschätzungen, regulatorischen Bedingungen und Marktdaten erstellt wurde. Die Spanne der Anlagen reicht von einer kleineren Bestandanlage (750 kW_{install}, 250 kW_{bme1}) bis zur großen Neuanlage (4 MW_{install}, 1MW_{bme1}) mit einer Spanne von Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschrift von 261–291 €/MWh (umgerechnet 26,1–29,1 ct/kWh) bzw. 225–248 €/MWh (umgerechnet 22,5–24,8 ct/kWh) mit Wärmegutschriften. Eine Sensitivitätsanalyse mittels Variation wichtiger marktlicher Parameter um +/-20 % (Variation VLH nur nach „unten“) zeigt, dass v. a. eine Variation von VLH und Substratpreisen deutliche Effekte auf die Stromgestehungskosten hat. Die Variation der Wärmepreise hat naturgemäß Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten mit Wärmegutschrift, allerdings nicht so hohe wie die vorgenannten.

Ein Vergleich zeigt, dass die hier abgeschätzten Stromgestehungskosten dem unteren Rand anderer, häufig zitierter Rechnungen (dortige Spanne: 20,1–32,5 ct/kWh) entsprechen. Ein Vergleich der verwendeten Annahmen und Sensitivitäten zeigt jedoch, dass in anderen Rechnungen deutlich höhere VLH (4300h/a und 6300h/a) angenommen werden, während in der vorliegenden Studie die vergleichsweise niedrigen Stromgestehungskosten auch mit geringeren, dem aktuellen EEG entsprechenden VLH (2920 h/a, absinkend auf 2420 h/a bzw. 2190 h/a) erreicht werden. Weiter fällt der Unterschied in den Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmegutschrift deutlich größer aus. Während sie dort um mehr als 50 % zu steigen scheinen, wurden im vorliegenden Fall Steigerungen von 15–17 % abgeschätzt.

Insgesamt lassen sich die Unterschiede vermutlich mit den zugrundeliegenden unterschiedlichen Anlagenkonzepten erklären. Empirisch dominante Anlagenkonzepte (500-kW-Anlagen) mögen zwar für die Abschätzung aktueller Stromgestehungskosten sinnvoll sein. Für die Frage, welchen Beitrag Biogasanlagen zukünftig leisten können oder sollen, sind auch zukünftige Anlagenkonzepte und aktualisierte Kostenschätzungen zu hinterlegen, die entsprechend die zukünftige Wirtschaftlichkeit abbilden und für die sog. Post-EEG-Phase entscheidungsrelevant sind.

10.6 Biogas und Regulierung

Insgesamt erfährt Biogas durch die aktuellen europäischen und nationalen Rechtsentwicklungen eine strategische Aufwertung – insbesondere als flexible, steuerbare und klimafreundliche Energiequelle in einem zunehmend volatileren Energiesystem. An vielen Stellen wird die Bedeutung nachhaltiger, regelbarer Bioenergie für die Dekarbonisierung besonders schwieriger Sektoren wie Verkehr, Industrie und gesicherte Strombereitstellung betont. Gleichzeitig fördern verschärfte Nachhaltigkeitsanforderungen und der Fokus auf Rest- und Abfallstoffe die ökologische Steuerungswirkung und Kaskadennutzung. Auf EU-Ebene deutet sich mit EU ETS 2 und ReFuelEU jedoch eine Fragmentierung der Förder- und Anrechnungsmechanismen an. Biogas kann zwar über verschiedene Pfade (THG-Quote, SAF-Beimischung, Zertifikatsfreiheit) angerechnet werden, doch fehlt es derzeit an einem kohärenten System, das Doppelbelastungen vermeidet, Investitionssicherheit schafft und Anrechnungspflichten eindeutig koordiniert. Insgesamt ergibt sich aus dem aktuellen Rechtsrahmen ein ambitioniertes, aber anspruchsvolles Umfeld für Biogas: inzwischen scheinbar politisch gewollt, regulatorisch gestärkt – aber nur dann langfristig tragfähig, wenn Nachhaltigkeit, Marktdesign und Förderinstrumente stärker integriert und abgestimmt werden und für die Beteiligten eine handhabbare Umsetzung gewährleistet ist. Biogas kann damit ein systemrelevanter Baustein bleiben, dessen Zukunft allerdings maßgeblich von der Klarheit regulatorischer Schnittstellen und wirtschaftlicher Planbarkeit abhängt.

Der Blick in die aktuellen nationalen Pläne zur Regelung der Bereiche, die die Geschäftsfelder der Biogasbranche betreffen – Strommarktdesign / Kapazitätsmechanismen, Gasinfrastrukturen, Negativ-Emissionen (CCS), stoffliche Nutzung (CCU) –, hat gezeigt, dass eine Reihe von Themen zumindest Teil des aktuellen Regierungsprogramms sind. Aufgrund der sich gerade erst konstituierten Regierung bleibt abzuwarten, welche davon prioritär verfolgt werden.

Bezüglich des zukünftigen Strommarktdesigns wurde bisher dennoch kaum thematisiert, dass Biogas-/Biomethan kapazitäten mit ihren Eigenschaften als flexible und THG-arme gesicherte Leistung die Anforderungen von Kapazitätsmärkten und Kraftwerksstrategie erfüllen können. Stattdessen sieht die neue Koalition den Bau von „bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030“ noch vor der Einführung des Kapazitätsmechanismus scheinbar als gesetzt. Dabei sollen die Kraftwerke auch zur Stabilisierung des Strompreises genutzt werden. Hier stellt sich die Frage, ob dies neben der Stabilisierung des Strompreises auch der Senkung eines vermuteten hohen Förderbedarfs entgegenwirken soll. Insbesondere die „reinen“ Gaskraftwerke der zweiten Säule des unter der Vorgänger-Regierung nicht mehr verabschiedeten KWStG müssten theoretisch mit dem Ende der fossilen Stromerzeugung im Jahr 2045 – d. h. nach 15–20 Jahren anstatt der üblichen 30 Jahre – außer Dienst gehen, wenn sie nicht auch auf Wasserstoff umgerüstet werden. Dies hätte entsprechende Auswirkungen auf Rentabilität bzw. Förderbedarf. In dem Zusammenhang wird im Bereich CCS / Negativ-Emissionen der Bau von Infrastrukturen (überragendes öffentliches Interesse) – neben unvermeidbaren industriellen Emissionen – v. a. für die Abscheidung an Gaskraftwerken prioritär gesehen.

Für das offene Problem des zukünftigen Betriebs von Erdgasnetzen angesichts des Erdgasausstiegs, deren Teilumstellung auf Wasserstoff und Netzanschlussbegehren von Biomethananlagen sollen Lösungen gefunden werden. Unter anderem wurden die Umsetzung des EU-

Gas-/H₂-Binnenmarktpakets im Zusammenhang mit dem Problem des Auslaufens der bisher geltenden Regelungen für Biomethan in der GasNZV und GasNEV genannt. Der Themenkreis CCU / stoffliche CO₂-Nutzung ist im Koalitionsvertrag nicht erwähnt, allerdings in den Vorhabenvorschlägen des BMWK mit expliziter Nennung von Biomasse als Zukunftsoption. Speziell wird auf die Rolle der Biomasse als Kohlenstoffbasis für die Chemieindustrie verwiesen. Mit Blick auf die THG-Quote haben die Koalitionspartner vor allem eine Eins-zu-eins-Umsetzung europäischer Vorgaben zum Ziel. Die Sorge gilt möglichen negativen Wettbewerbseffekten.

10.7 Zukunftsaussichten der Biogasbranche: ein Gesamtfazit

Ziel der vorliegenden Studie war es, mögliche sinnvolle Beiträge der Biogastechnologie in der Energiewende und damit auch gleichzeitig mögliche Zukunftsaussichten für die Branche zu beschreiben. Dabei wurde bewusst über die klassische Vor-Ort-Verstromung hinausgegangen, um einen weiteren Zielhorizont zu ermöglichen.

Um die Frage zu beantworten, welche wesentlichen Einflussfaktoren / Rahmendaten für Biogas zukünftig entscheidend sind, wurden die „großen“, d. h. politikleitenden Energiesystem-szenarien betrachtet. Hier zeigt sich, dass insbesondere bei den energiewirtschaftlichen Rahmendaten für Erdgaspreise insgesamt von einer schnellen Rückkehr auf das niedrige Preisniveau von vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgegangen wird. Die Abbildung des Werts gesteigerter Resilienz angesichts neuer geopolitischer Risiken erfolgt hingegen nicht. Ähnliches gilt für die zunehmende LNG-Beschaffung und Wasserstoff, bei denen von ausreichender internationaler Verfügbarkeit ausgegangen wird. Insgesamt stellt sich die Frage, wie die neuen / alten Markterwartungen zu bewerten sind, insbesondere wenn sie trotz der aktuellen Risiko-/Resilienzdiskussion eins zu eins in politikleitenden Szenarien übernommen werden und dies zur Überschätzung der Rolle / des Beitrags dieser Energieträger führt. Die Bewertung von Biogas in Energiesystemmodellen erscheint demgegenüber entgegengesetzt: Biogas selbst ist nur in den wenigsten Studien überhaupt abgebildet. Biomasse als Ganzes erscheint hingegen parametrisch als eine Art Restgröße. Das heißt, der Beitrag z. B. zum Energieangebot ist nicht Gegenstand der Modelloptimierung, sondern das Ergebnis erscheint damit vorweggenommen. Dieses besteht in der Abbildung der aktuellen Regulatorik, d. h. in dem politisch gewollten Auslaufen des Bestands. Aus der Logik der Systemanalyse heraus mag dies rational sein, es kann jedoch von mit den Mechanismen der Modelle wenig vertrauten Nutzer:innen mit dem systemoptimalen Beitrag der Technologie gleichgesetzt werden. So könnte Biogas als heimische Energie einen höheren Beitrag zur Resilienz leisten, wird aber praktisch ausgeblendet, da die Ergebnisse „großer“ Szenarien mit hoher Politikrelevanz dies zu bestätigen scheinen

Daher sollten die möglichen Potentiale von Biogas in den verschiedenen Verwendungen der Energiewende – die gleichzeitig potentielle Geschäftsfelder für die Branche darstellen – aufgezeigt werden. Deshalb wurden das Biogas-Potential und einige mögliche Verwendungen in relevanten Bereichen der Energiewende näher betrachtet. Dabei handelt es sich um eine partialanalytische Mengenbetrachtung alternativer Verwendungs- bzw. Substitutionsmöglichkeiten. Zusätzlich wurden für die Nutzungsformen mit Erdgas- und Wärmenetzen infrastrukturelle Potentiale abgeschätzt.

Im Ergebnis hätte Biogas in seinen verschiedenen Verwendungsformen – Ersatz von erdgas- und H₂-basierter Strom- und Fernwärmeerzeugung, Verkehr, stoffliche Nutzung – das Potential, relevante Beiträge in unterschiedlichen energetischen und stofflichen Anwendungen der

Energiewende zu leisten. Oft wäre der Komplettersatz – alternativ pro Anwendungsbereich – möglich und es verbliebe ein weiteres freies Potential. Insbesondere mit Blick auf die aktuellen Diskussionen zum Aufbau neuer Erdgas- und H₂-Kraftwerkskapazitäten stellt sich die Frage, welche neuen Kapazitäten tatsächlich benötigt werden und welcher Kraftwerksmix – auch aus dem Blickwinkel der Resilienz – optimal ist. Mit den aufgezeigten potentiellen Substitutionen würden weitere Effekte einhergehen. Diese sind residuale „grüne“ CO₂-Mengen zur Vermarktung oder Weiterverarbeitung zu „grünem“ Methanol für THG-neutrale Flugtreibstoffe (SAF). Exemplarisch wurden Einsparungen an Erdgas, H₂ und THG abgeleitet.

Für das neue Feld stoffliche Anwendungen wurde zusätzlich eine Sektoranalyse der chemischen Industrie anhand von Literatur und einschlägigen Szenarien vorgenommen. Insgesamt zeigen sich die hohen Nutzungskonkurrenzen, da Biogas neben den energetischen auch für stoffliche Anwendungen geeignet ist. Gleichzeitig bestehen einige Unsicherheiten in Bezug auf die Möglichkeiten bzw. die Effizienz beim Naphtha-Ersatz. Der gegenwärtige Bedarf an Kohlenstoff für die nicht energetische Nutzung wird vornehmlich aus Mineralölprodukten gedeckt und erst mit großem Abstand mit Erdgas. Ein potentiell sehr viel höherer C-Bedarf entsteht längerfristig hingegen aus der Defossilisierung der Herstellung von Basischemikalien. Wie hoch er sein könnte, hängt von einer Reihe von Faktoren (dt. Produktionsentwicklung vs. Importe, Recycling, unmittelbare Gewinnung chemischer Produkte aus Biomasse, Wahl technologischer Routen) ab. Ein jährlicher Bedarf im zweistelligen Megatonnenbereich erscheint gegenwärtig als sehr plausibel. In den Szenarien wird für die Bereitstellung auf große Punktquellen verwiesen, die den Bedarf decken könnten. Darunter werden auch 7,5–10 Mt/a aus Biogasanlagen aufgenommen, d. h., es wird scheinbar mit einem entsprechenden Angebot aus der Biogasbranche gerechnet. Offen bleiben dabei möglicherweise mengenmäßig für die Biogasbranche relevante kleinere Bedarfe, z. B. in der Spezialchemie. Darüber hinaus kann die räumliche Verteilung der Bedarfe für die Biogasbranche wichtig sein, vor allem wenn die Biomassesubstrate räumlich verteilt anfallen und deren Transport über größere Entfernung unrentabel ist. Aus diesem Grund ist eine zukünftige Abschätzung der räumlichen Verteilung von Quellen und Bedarfen wichtig, wobei auf der Bedarfsseite auch Betriebe, die aus Sicht der chemischen Industrie relativ kleine Mengen abnehmen, von Interesse sind.

Zusätzlich zu den Mengenrechnungen erfolgte eine Betrachtung der Kostenseite in Form von Stromgestehungskosten von VOV-Anlagen für neue Anlagenkonzepte. Dies soll die Investorenperspektive mit den möglichen und sinnvollen Beiträgen neuer Anlagenkonzepte zu Energiewende zusammenzubringen. Beispielhaft wurde dies für VOV-Anlagen betrachtet und mit anderen Rechnungen verglichen. Der Vergleich mit anderen, häufig zitierten Rechnungen zeigt, dass die vorliegenden Rechnungen den unteren Rand allgemein zitierter Stromgestehungskosten treffen und diese zudem u. a. mit deutlich geringeren Volllaststunden erreichen. Dies ist vermutlich durch die Nutzung empirisch vorherrschender Anlagenkonzepte (Bestand) zu erklären, die üblicherweise verwendet werden. Für die Frage der zukünftigen Wirtschaftlichkeit und welchen Beitrag Biogasanlagen in einer sog. Post-EEG-Phase leisten sollten, sind allerdings zukünftige Anlagenkonzepte und aktualisierte Kostenschätzungen zu hinterlegen, wie sie in der vorliegenden Studie genutzt wurden.

Mit Blick auf die regulatorischen Voraussetzungen der Geschäftsfelder erfährt Biogas durch die aktuellen europäischen und nationalen Rechtsentwicklungen insgesamt eine strategische Aufwertung. An vielen Stellen wird die Bedeutung nachhaltiger, regelbarer Bioenergie für die Dekarbonisierung besonders schwieriger Sektoren betont. Gleichzeitig fördern verschärfte

Nachhaltigkeitsanforderungen und der Fokus auf Rest- und Abfallstoffe die ökologische Steuerungswirkung und Kaskadennutzung. Auf EU-Ebene deutet sich mit ETS 2 und ReFuelEU jedoch eine Fragmentierung der Förder- und Anrechnungsmechanismen an. Insgesamt ergibt sich aus dem aktuellen Rechtsrahmen ein ambitioniertes, aber anspruchsvolles Umfeld für Biogas: inzwischen scheinbar politisch gewollt, regulatorisch gestärkt – aber nur dann langfristig tragfähig, wenn Nachhaltigkeit, Marktdesign und Förderinstrumente stärker integriert und abgestimmt werden. Biogas kann damit ein systemrelevanter Baustein bleiben, dessen Zukunft allerdings maßgeblich von der Klarheit regulatorischer Schnittstellen und wirtschaftlicher Planbarkeit abhängt.

Die aktuellen nationalen Pläne haben gezeigt, dass eine Reihe von Themen zumindest Teil des aktuellen Regierungsprogramms sind. Mit Blick auf das zukünftige Strommarktdesign wurde bisher dennoch kaum thematisiert, dass Biogas / Biomethan die Anforderungen von Kapazitätsmärkten und Kraftwerksstrategie erfüllen könnten. Stattdessen sieht die neue Koalition den Bau von „bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030“ noch vor der Einführung des Kapazitätsmechanismus scheinbar als gesetzt. In dem Zusammenhang wird im Bereich CCS / Negativ-Emissionen der Bau von Infrastrukturen – neben unvermeidbaren industriellen Emissionen – v. a. für die Abscheidung an Gaskraftwerken prioritär gesehen. Für das offene Problem des zukünftigen Betriebs von Erdgasnetzen angesichts des Erdgasausstiegs, deren Teilumstellung auf Wasserstoff und Netzanschlussbegehren von Biomethananlagen sollen Lösungen (Umsetzung des EU-Gas-/H₂-Binnenmarktpakets Regelungen für GasNZV und Gas-NEV) gefunden werden. Der Themenkreis CCU / stoffliche CO₂-Nutzung ist im Koalitionsvertrag nicht erwähnt, allerdings findet er Erwähnung in den Vorhabenvorschlägen des BMWK mit expliziter Nennung von Biomasse als Zukunftsoption. Speziell wird auf die Rolle der Biomasse als Kohlenstoffbasis für die Chemieindustrie verwiesen. Mit Blick auf die THG-Quote haben die Koalitionspartner vor allem eine Eins-zu-eins-Umsetzung europäischer Vorgaben zum Ziel.

Was sind die Zukunftsaussichten der Biogasbranche? Und welchen Weg sollte die Branche gehen? Bei Ausschöpfung des Potentials könnte Biogas systemisch wichtige Beiträge zur Transformation – inkl. der Erhöhung der Resilienz – in verschiedensten Bereichen leisten, die gleichzeitig die entsprechenden Geschäftsfelder darstellen. Wann diese als Märkte tatsächlich relevant werden, hängt in hohem Maße davon ab, ob Politik und Gesellschaft die Potentiale nutzen wollen. Im Hinblick auf die Multifunktionalität erscheinen aber gerade die Biogasaufbereitung (Methanisierung) und Einspeisung in das Gasnetz zumindest gesamtsystemisch für die Anlagen als No-regret-Option, bei denen die infrastrukturellen Voraussetzungen vorliegen. So könnte Biomethan zunächst in der Rückverstromung im Rahmen der vieldiskutierten neuen Gaskraftwerkskapazitäten genutzt werden. Hier würde es nicht nur das Risiko neuer fossiler Lock-in (Erdgas, LNG) mit allen damit einhergehenden umwelt- und geopolitischen Risiken abmildern. Weiterhin würde dieser Weg auch dem – ebenfalls viel diskutierten – H₂-Hochlauf Zeit verschaffen, falls die H₂-Verfügbarkeiten ab Mitte der 2030er Jahre mit entsprechenden Mengen und Preisen, wie sie den Kraftwerksplanungen offenbar zugrunde liegen, nicht eintreten sollten. Während der H₂-Hochlauf an Fahrt gewinnt, konkretisiert sich ggfs. auch die potentiell hohe Nachfrage der chemischen Industrie, sodass diese als großer Abnehmer hinzukäme. Derzeit bestehen hier noch eine Reihe offener Fragen (Welche Stoffe können wann und wie ersetzt werden? Wie ist mit den unterschiedlichen Skalen von Grundstoffchemie und Biogas umzugehen?). Sollten diese einmal geklärt sein und sich die unterschiedlichen Verwendungen realisieren lassen, wäre die Nutzungskonkurrenz um den knappen Faktor Biogas /

Biomethan das Hauptproblem. So erscheint es sinnvoll, zunächst auf energetische, später auf stoffliche Verwendungen zu setzen.

Allerdings ist auch dies an eine Reihe von Voraussetzungen geknüpft. Zunächst ist der Erhalt von Infrastrukturen, insb. von Gasnetzen mit entsprechenden Regulierungen, die den Anschluss von Aufbereitungsanlagen technisch-wirtschaftlich ermöglichen, entscheidend. Weiterhin wäre eine andere Biomethanregulierung notwendig, wenn – trotz der vorhandenen Alternative VOV – an der Idee von neuen Erdgas(groß)kraftwerken festgehalten werden soll. Neben Anreizen zur Rückverstromung unter dem EEG besteht der Anreiz für Großkraftwerke lediglich in der Anrechnung biogener Anteile des Brennstoffs im Emissionshandel (keine Zertifikatepflicht). Da die weitergehenden Vorteile (Resilienz etc.) der Nutzung in großen zentralen Kraftwerken preislich kaum abgebildet sind, ist es zumindest unklar, ob diese Anreize ausreichen.

Die potentiellen Verwendungen überhaupt zu kennen, ist der erste Schritt. Die Erkenntnisse politikleitender Systemstudien haben bisher wenig dazu beigetragen. Ähnlich verhält es sich mit typischen Rechnungen zu Stromgestehungskosten, wodurch sich der Ruf von Biogas als teure Technologie verfestigt hat. Gleichzeitig wird der anderen Rolle von Biogas (z. B. steuerbare THG-arme Leistung statt fluktuierender Strom) sowie deren Multifunktionalität nicht Rechnung getragen. Mit Blick auf letztere sei schließlich erwähnt, dass Biogas ein Bindeglied zwischen Energiesystem und einer in der energiepolitischen Diskussion i. d. R. kaum beachteten Landnutzung und -wirtschaft darstellt. Durch Biogas werden zahlreiche Systemleistungen in der Landnutzung und -wirtschaft sowie in Kommunen erbracht. Dazu zählen nicht energetische THG-Reduktion, Entsorgung & Verwertung von Reststoffen und Abfall sowie die Substitution von Phosphor-/Mineraldüngerimporten. Bei entsprechenden Anreizen könnten weitere, noch stärker ökologisch ausgerichtete Systemleistungen (Natur- und Grünlandschutz) erbracht werden.

11 Literaturverzeichnis

38. BImSchV, vom BGBl. I S. 2325 (19.12.2014): 38. BImSchV.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, . Version 2023, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2025): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045. Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation. Hg. v. Agora Energiewende. Agora Energiewende. Berlin (291/01-S-2023/DE).

Agora Energiewende; Prognos; GEF (2024): Wärmenetze – klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen? Im Auftrag von Agora Energiewende. Agora Energiewende. Berlin, Leimen.

Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Erstellt von Agora Think Tanks. Agora Think Tanks, Prognos AG, Öko-Institut e. V., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. Berlin, Wuppertal, Kassel.

Agora Think Tanks; Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Universität Kassel (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung - Vertiefung der Szenariopfade. (Daten zu den Abbildungen sind als Excel verfügbar, „Datenanhang“). Agora Think Tanks. Berlin.

BAFA (2022): Amtliche Mineralöl-daten für die Bundesrepublik Deutschland. BAFA - Bundesamt für Wirtschaft & Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Infothek/Infothek_Formular.html?nn=1463798&submit=Senden&resultsPerPage=100&documentType_=type_statistic&templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6l-daten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc, zuletzt geprüft am November 2024.

Biokraft-NachV: Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV), mit Bezug auf RED II und RED III.

BioSt-NachV (30.06.2022): Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV), Fassung vom 30.06.2022.

BLE (2025a): NABISY – Nachhaltige Biomasse-System. BLE – Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Online verfügbar unter <https://nabisy.ble.de/app/start>, zuletzt geprüft am 6.5.25.

BLE (2025b): NABISY-Leitfaden. BLE – Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Online verfügbar unter www.ble.de/NABISY.

BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Grünbuch. BMWi.

BMWi (2017): Strom 2030. Ergebnis-papier. BMWi.

BMWK (2024a): Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. BMWK.

BMWK (2024b): Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe). Eckpunkte. BMWK, zuletzt geprüft am 9.5.25.

BMWK (2025): 21. Vorhabenvorschläge der Abteilungen des BMWK für die 21. Legislaturperiode. BMWK. Online verfügbar unter https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2025/03/Vorhaben-BMWK-fur-die-21.-LP_final-EURACTIV-Copy.pdf, zuletzt geprüft am 24.4.25.

BMWK; AGEE-Stat (2025): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). (Stand: Februar 2024).

BNetzA (2025a): Marktstammdatenregister. Hg. v. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, zuletzt aktualisiert am Januar 2025, zuletzt geprüft am Januar 2025.

BNetzA (2025b): Rückblick Gasversorgung 2024. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html, zuletzt geprüft am 19.05.2025.

BNetzA; BKart (2023): Monitoringbericht 2023. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/Shared-Docs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>.

Böttger, D.; Becker, H.; Dreher, A.; Ganai, H.; Geiger, D.; Gerhardt, N. et al. (2021): Neues Strommarktdesign. Studie. Fraunhofer IEE, Fraunhofer ISE, Becker Büttner Held, BEE. Kassel, Freiburg, Berlin.

Bringezu, Stefan; Kaiser, Simon; Turnau, Sebastian (2020): Zukünftige Nutzung von CO₂ als Rohstoffbasis in der deutschen Chemie- und Kunststoffindustrie – Eine Roadmap. Hg. v. Universität Kassel. Center for Environmental Systems Research. Kassel.

BImSchG, vom BGBl. I S. 2210 (20.07.2021): Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), in der Fassung vom 20. Juli 2021, BGBl. I S. 2210.

Caphenia (2025): Turning CO₂ into fuel. Online verfügbar unter <https://caphenia.tech/lieferung-reaktor/>, zuletzt geprüft am 23.5.25.

CDU; CSU; SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. CDU; CSU; SPD.

DBFZ (2022): Wasserstoff aus Biomasse. DBFZ (DBFZ Report, 46).

DBFZ (2024): Open Data für Wissenschaft und Forschung rund um Post-EEG. BE Future. Online verfügbar unter <https://datalab.dbfz.de/befuture/#preise>.

DEHSt (2025a): EU-ETS 2 für Gebäude und Verkehr. DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/EU-ETS-2/eu-ets-2_node.html, zuletzt geprüft am 13.05.2025.

DEHSt (2025b): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen. 4. Handelsperiode (2021-2030) des europäischen Emissionshandels. DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan-Emissionsbericht_Leitfaden.html, zuletzt geprüft am 9.5.25.

Dena: Branchenbarometer Biomethan. (verschiedene Jahrgänge). Dena - deutsche Energieagentur. Berlin.

Dena (2024): Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt. Dena - deutsche Energieagentur.

Dena (2025): Biogasregister Deutschland. Dena - deutsche Energieagentur, zuletzt geprüft am 6.5.25.

DLR (2022): Neues Verfahren für nachhaltiges Kerosin aus Methanol. 17.11.22. DLR. DLR. Online verfügbar unter [https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2022/04/neues-verfahren-fuer-nachhaltiges-kerosin-aus-methanol#:~:text=Im%20Forschungsprojekt%20M2SAF%20\(Methanol%20to%20Sustainable%20Aviation,Kerosin%20zu%20entwickeln.%20Als%20Ausgangsstoff%20dient%20Methanol](https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2022/04/neues-verfahren-fuer-nachhaltiges-kerosin-aus-methanol#:~:text=Im%20Forschungsprojekt%20M2SAF%20(Methanol%20to%20Sustainable%20Aviation,Kerosin%20zu%20entwickeln.%20Als%20Ausgangsstoff%20dient%20Methanol), zuletzt geprüft am 23.5.25.

Dotzauer, M.; Schering, K.; Barchmann, T.; Oehmichen, K.; Schmieder, U.; Steubing, M. et al. (2021): Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus). Schlussbericht. BMEL/FNR. DBFZ gGmbH, UFZ GmbH, IZES gGmbH, IER, Uni Hohenheim, Next Kraftwerke GmbH. Leipzig, Saarbrücken, Berlin, Hohenheim, Köln.

DVGW (2022): Ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung. Sensitivitätsanalyse zu THG-Emissionen von Wasserstoff. 17.5.22. DVGW. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202148-abschlussfolien-thg-emissionen-H2.pdf>, zuletzt geprüft am 19.5.25.

Elhaus, N.; Treiber, P.; Karl, J. (2024): Biogas im künftigen Energiesystem. Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen. im Auftrag Fachverband Biogas e.V. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg.

EEG 2023, vom BGBl. I 2025 Nr. 23: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), zuletzt geändert durch das Biogaspaket 2025 (BGBl. I 2025 Nr. 23).

Europäische Kommission (2019): The European Green Deal. COM(2019) 640 final. Europäische Kommission. Brüssel.

Europäische Kommission (2022): Implementing the REPowerEU Action Plan – Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets. Commission Staff Working Document SWD(2022) 230 final. Europäische Kommission. Brüssel.

Europäische Kommission (2025): Union Database für Biofuels. EU-KOM. Online verfügbar unter <https://wikis.ec.europa.eu/spaces/UDBBIS/pages/82215463/Union+Database+for+Biofuels+UDB+-+About>, zuletzt geprüft am 6.5.25.

Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F. et al. (2019): Bio-Rest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (UBA-Texte, 115/2019).

Fiedler, S.; Peiseler, F.; Maier, M.; Cludius, J.; Graichen, J.; Schumacher, K.; Healy, S. (2024): Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) und Öko-Institut. Berlin.

FNR (2021): Bedarfsgerechte Speicherung fluktuierender erneuerbarer (Wind-) Energie durch Integration der Biologischen Methanisierung im Rieselbettverfahren im Energieverbund in Schleswig-Holstein (WeMetBio). Durchführbarkeitsstudie an den Standorten Schuby und Nordhackstedt. Schlussbericht Verbundvorhaben WeMetBio 2219NR134 und 2219NR401. Hg. v. FNR. FNR.

FNR (2025): Faustzahlen. Themenportal Biogas. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. FNR. Gülzow. Online verfügbar unter <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>, zuletzt geprüft am 22.4.25.

Frömel, M.; Sensfuß, F.; Deac, G. (2025a): Langfristszenarien 3 - O45-Szenarien - Bericht Energieangebot. Modul Rahmendaten. Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin, Consentec.

Frömel, M.; Sensfuß, F.; Deac, G.; Männer W.; Luderer, C. (2025b): Langfristszenarien 3 – O45-Szenarien – Bericht Energieangebot. Modul Energieangebot. im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin, Consentec.

ICCT (2023a): Fuels Fit for 55 – Analysis of RED III and implications for advanced fuels. International Council on Clean Transportation. Washington D.C.

ICCT (2023b): SAF Cost Outlook – Long-term cost projections for sustainable aviation fuels. International Council on Clean Transportation. Washington D.C.

IEA (o.J.): World Energy Outlook, verschiedene Jahrgänge. IEA. Paris.

IEA (2021): Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertilizer production. IEA. Paris.

IRENA; AEA (2022): Innovation Outlook: Renewable Ammonia. International Renewable Energy Agency; Ammonia Energy Association. Abu Dhabi, Brooklyn.

IRENA; Methanol Institute (2021): Innovation Outlook – Renewable Methanol. IRENA, Methanol Institute. Abu Dhabi.

IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign. Im Auftrag BEE; Greenpeace Energy; Institut für Zukunftsenergiesysteme. IZES. Saarbrücken.

Kieler Nachrichten (2025): Grüner Plan: Wasserstoff aus Gülle und Mist aus Padenstedt. Kieler Nachrichten 8.4.25. Kieler Nachrichten. Online verfügbar unter <https://www.kn-online.de/lokales/neumuenster/neues-projekt-wasserstoff-aus-guelle-und-mist-aus-padenstedt-BSHQAMHTZVA33GHA7OGZAVC5SE.html>, zuletzt aktualisiert am 26.5.25.

Kost, C.; Müller, P.; Schweiger, J. S.; Fluri, V.; Thomsen, J. (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. Fraunhofer ISE.

KTBL (2025): Web-Anwendungen. Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Neu- und Bestandsanlagen). KTBL. Online verfügbar unter <https://www.ktbl.de/webanwendungen>, zuletzt geprüft am 26.5.25.

Matschoss, P.; Pertagnol, J.; Wern, B.; Bur, A.; Baur, F.; Dotzauer, M. et al. (2019): Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas). Endbericht. Gefördert durch BMEL/FNR. IZES gGmbH, DBFZ gGmbH, UFZ GmbH. Saarbrücken, Leipzig, Berlin.

Matschoss, P.; Steubing, M.; Pertagnol, J.; Zheng, Y.; Wern, B.; Dotzauer, M.; Thrän, D. (2020): A consolidated potential analysis of bio methane and e methane using two different methods for a medium term renewable gas supply in Germany. In: *Energy, Sustainability and Society*.

Matschoss, P.; Wern, B.; Baur, F. (2024): Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“. Eine Synopse von Post-EEG-Studien. IZES gGmbH (Schriftenreihe 2024, 01).

Matthes, F. Chr.; Schlemmermeier, B.; Diermann, C.; Hermann, H.; Hammerstein, C. v. (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Öko-Institut, LBD und Raue LLP für WWF.

Mendelevitch, R.; Repenning, J.; Matthes, F. (2024): Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland - Rahmendaten. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Öko-Institut e.V., Berlin; IREES GmbH, Karlsruhe. Dessau-Roßlau.

Merten, F.; Scholz, A. (2023): Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. Wuppertal Institut.

NWR (2022): Einordnung verschiedener Pfade der Herstellung von Wasserstoff („Farbenlehre“). Informationspapier Nationaler Wasserstoffrat. Nationaler Wasserstoffrat.

NWR (2024): Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. Grundlagenpapier. Nationaler Wasserstoffrat.

Prognos (2023): Prognos Economic Outlook. Datenauszug. Prognos.

PtX Lab Lausitz (2025): Fossilfreie Chemie von morgen. Hg. v. PtX Lab Lausitz (Hrsg.). Cottbus.

RED II, vom ABl. L 328 (21.12.2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018, ABl. L 328 vom 21.12.2018.

RED III, vom ABl. L 2023/2413 (31.10.2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023.

Änd.-RI. RED II/III (31.10.2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED III), ABl. L 2023/2413 vom 31.10.2023.

Änd.-RI. EU-ETS 2, vom ABl. L 130/134 (16.05.2023): Richtlinie (EU) 2023/959 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (EU-ETS 2), ABl. L 130/134 vom 16.05.2023.

Sensfuß, F. (2025): Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analyse zur Dekarbonisierung Deutschlands. Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin, Consentec. Online verfügbar unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>, zuletzt aktualisiert am 2025, zuletzt geprüft am Mai 2025.

SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin.

StaBa (2018): Güterverzeichnis für die Produktionsstatistiken. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

StaBa (2024a): Endenergieverbrauch im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Nutzung des Energieverbrauchs, Wirtschaftszweige, Energieträger. Abrufbar in der Genesis-Datenbank. Abruf: Oktober 2024. Statistisches Bundesamt.

StaBa (2024b): Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre. Abrufbar in der Genesis-Datenbank. Statistisches Bundesamt.

Thelen, C.; Nolte, H.; Kaiser, M.; Jürgens, P.; Müller, P.; Senkpiel, C.; Kost, C. (2024): „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess“. Fraunhofer ISE. Freiburg.

UBA (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. UBA (Climate Change, 12/2012).

UBA (2015): Strommarktdesign der Zukunft. UBA (Climate Change, 20/2015).

UBA (2021): Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Abschlussbericht. UBA. Dessau-Roßlau (Climate Change, 61/2021).

UBA (2022): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Aktualisierung 2022. Hg. v. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Climate Change, 28/2022). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf.

UBA (2025): Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2024. UBA. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, zuletzt geprüft am 19.5.25.

VCI (2024): Chemiewirtschaft in Zahlen. 01 Kapitel Produktion. VCI.

VCI; VDI (2023): Chemistry 4 Climate. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Abschlussbericht. Hg. v. VCI und VDI.

RefuelEU Aviation VO: Verordnung (EU) 2023/2405 über nachhaltige Flugkraftstoffe ReFuelEU Aviation.

VKU (o. J.): Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes in Deutschland. Enervis für VKU. VKU - Verband kommunaler Unternehmen.

