

© DBFZ 2021 M. Dotzauer

Weiterbetrieb von Biogasanlagen: Flexibilisierung vs. Biomethan – eine systemische Sicht

TRANSBIO Workshop
 Leipzig 6. März 2024

Ludger Eltrop
 Joshua Güsewell
 Milad Rosta

Gliederung

1. Hintergrund & Motivation

- Strategische Felder für den zukünftigen Biogaseinsatz
- Ausgangslage für den Post-EEG Betrieb und die Bestandsentwicklung (aus FNR-Post-EEG Projekten)

2. Vorgehensweise

- Untersuchte Post-EEG Konzepte (Auslegung)
- Modellübersicht und Szenariorahmen

3. Auswirkungen von Rahmenbedingungen auf die Konkurrenz zwischen Vor-Ort-KWK und Biomethan

- Vergleich von Post-EEG Konzepten in Bezug auf den Kapitalwert (NPV)
- Entwicklung des Anlagenbestandes

4. Fazit

Hintergrund

Gesellschaftliche/Politische Ziele

1. Klimaschutz
 - I. Global: Netto-Null Emissionen für 1,5 (2)°C in 2050 (2070)
 - II. D. Klimaneutral 2045
2. Weiterer Ausbau von F&E & Rückgang konventioneller, steuerbarer Kapazitäten
3. Neue wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen
4. Notwendige Wärme- und Verkehrswende

Implication für die Bioenergie

- Weiter hoher Bedarf an Bioenergie (ca. 300 TWh), aber mit strat. Ausrichtung zu Flexibilität, Wärme und Kraftstoffe
- Biogas & Biomethan mittelfristig deutlich günstiger als andere grüne Gase (Gätsen & Reper 2022), jedoch Unsicherheiten bezüglich Nachhaltigkeitsregulierung und Verfügbarkeit von Infrastruktur (bes. Gasnetz)

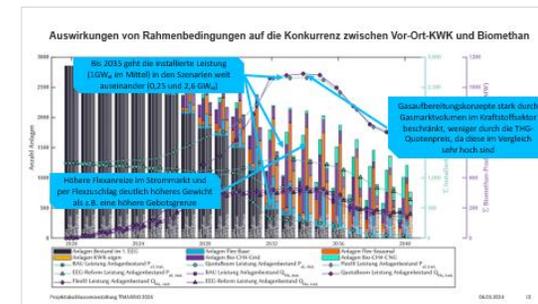
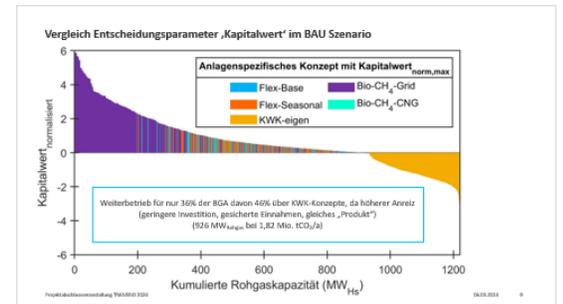
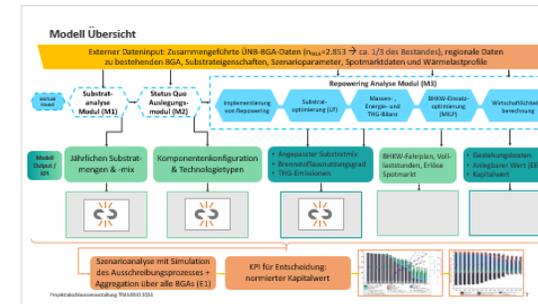
Zukünftige strategische Ausrichtung der Bioenergie

- Verschiebung und Ausbau in strategischen Anwendungen / Sektoren: Prozesswärme/Industrie, stoffliche Verwertung und Schwerlasttransport
- Gezielter Einsatz im Elektrizitätssektor (→ Flexibilisierung) da Systemkosten bei höheren F&E-Anteilen reduziert werden durch:
 - Deckung Residuallast von sehr kurzfristig (Intraday: Stabilisierung von F&E-Marktwerten) bis saisonal (kalte Dunkelflaute)
 - Regelleistung und andere SDL
 - Reduktion Bedarf F&E
- Dezentraler (Netz-) Ausgleich; analog PV gut, skalierbare Technologie

Quelle: Reischer 2022

Ausgangslage und Weiterbetrieb des BGA-Bestandes

1. **Betrieb von BGA unter aktuellen Bedingungen meist nicht wirtschaftlich, da**
 - Derzeit noch ausreichende fossile Kapazität vorhanden & EE-Anteil noch zu gering → Flexbedarf (Ausnahme „Netz“) gering
 - Erdgas (wieder) günstiger als Biogas, CO₂-Preise bei Strom und Wärme reichen bisher nicht aus, um Kostensparität herzustellen
 - Zum Teil unzureichende Wärmenutzung (fehlende Senken und nicht angepasstes Produktionsprofil) & hohe THG-Emissionen und andere negative Umweltwirkungen durch hohe Nawaro Anteile
 - Produktionskosten weiter hoch (Hofstede et al. 2023)
2. **Weiterbetrieb von Bestands-BGA, da**
 - Technisch gut möglich und mit Vorteilen bei Kapitalkosten und vorhandenem Know-how
 - Potential durch technischen Fortschritt und Repowering offensichtlich; auch um Schwachpunkte anzugehen, u. Kosten & Emissionen zu senken
 - Bei Stilllegung Verlust von THG-Emissionsminderungsoptionen z.B. bei Gülle & Substitution fossiler Energie



Zusammenfassung: Flex saisonal ↔ Biomethanzeugung zur Netzeinspeisung

	Saisonale Flexibilisierung	Biomethanzeugung zur Netzeinspeisung
Bestes Szenario	Flex III Wert der Flexibilität steigt stark (Kapazitätsförderung + Marktwert)	QuotaBoom THG-Quoten Markt wächst stark (Höhere CO ₂ -Preise (THG-Quote))
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • BGA im Weiterbetrieb: 77% • Anteil KWK: 78% • Gesicherte EEG-Vergütung (Preis & Menge) • Flex-Zuschlag • Investitionen niedriger Aus systemischer Sicht: <ul style="list-style-type: none"> • Auf Netzebene im Zusammenspiel mit PV und Wind • Als komplementärer Partner zu Agri-PV auf Grünland → Grassilage als saisonaler Speicher auf gleicher Fläche produziert 	<ul style="list-style-type: none"> • BGA im Weiterbetrieb: 62% • Anteil Biomethan: 89% • Besonders geeignet für kleinere BGA mit viel Mist (hohes THG-Reduktionspotential und Einnahmen aus dem Quotenmarkt) • Wachsende Nachfrage aufgrund von: <ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an grünem Kraftstoffen für HT-Industriepresse und den Transportsektor • Bedarf an wettbewerbsfähigen Brennstoffen angesichts geopolitischer Herausforderungen (und resultierendem Preisanstieg Erdgas) • Aktuelle Diskussion um klimaneutrale Brennstoffe für die Wärmeerzeugung (GGG - Gebäudeenergie - bzw. Heizungsgesetz)
Risiken	Die aktuelle Entwicklung negativer Strompreise → keine Marktprämie	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastrukturentwicklung (rückbau: Gasnetze / Umbau zu H₂-Netzen) • Regulatorik (Existenz der THG-Quote nicht garantiert)

Hintergrund

Gesellschaftliche/Politische Ziele

1. Klimaschutz
 - I. Global: Netto-Null Emissionen für 1,5 (2)°C in 2050 (2070)
 - II.D: Klimaneutral 2045
2. Weiterer Ausbau von fEE & Rückgang konventioneller, steuerbarer Kapazitäten
3. Neue wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen
4. Notwendige Wärme- und Verkehrswende

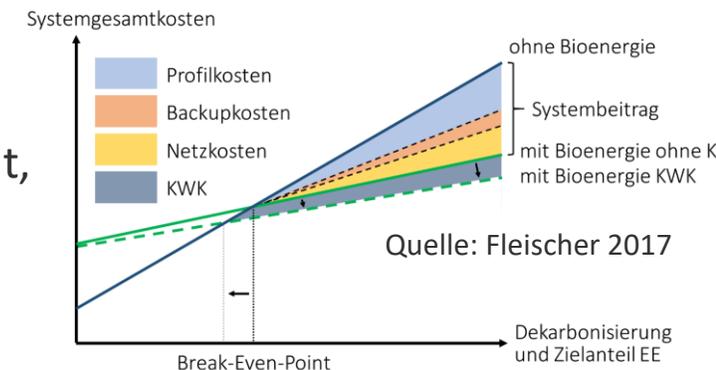


Implikation für die Bioenergie

- Weiter hoher Bedarf an Bioenergie (ca. 300 TWh), aber mit strateg. Ausrichtung zu Flexibilität, Wärme und Kraftstoffe
- Biogas & Biomethan mittelfristig deutlich günstiger als andere grüne Gase (Gatzen & Reger 2022),
- jedoch Unsicherheiten bezüglich Nachhaltigkeitsregulierung und Verfügbarkeit von Infrastruktur (bes. Gasnetz)

Zukünftige strategische Ausrichtung der Bioenergie

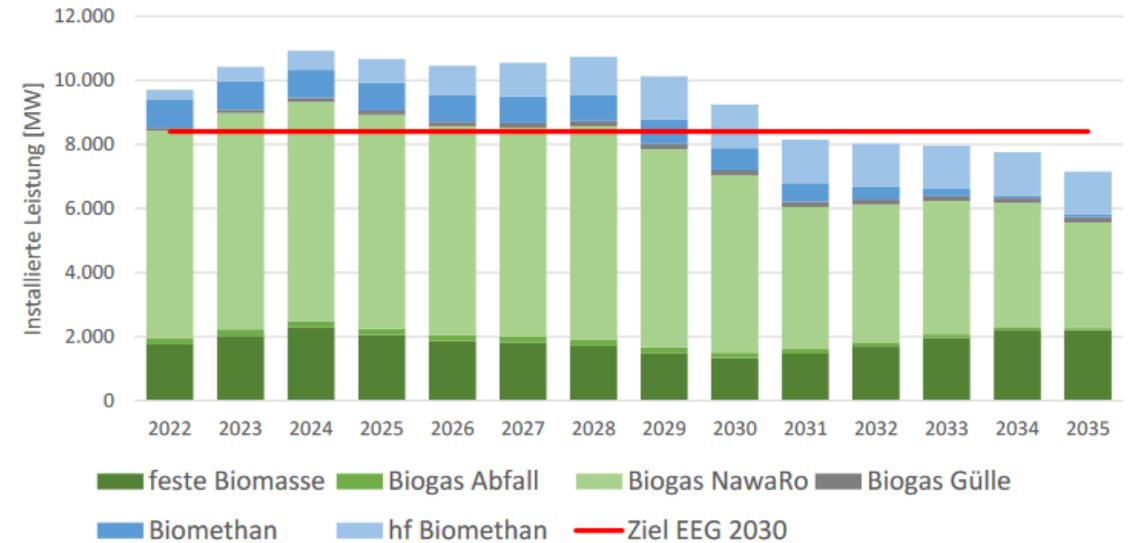
- Verschiebung und Ausbau in strategischen Anwendungen / Sektoren: Prozesswärme/Industrie, stoffliche Verwertung und Schwerlasttransport
- Gezielter Einsatz im Elektrizitätssektor (→ Flexibilisierung) da Systemkosten bei höheren fEE-Anteilen reduziert werden durch:
 - Deckung Residuallast von sehr kurzfristig (Intraday: Stabilisierung von fEE-Marktwerten) bis saisonal (kalte Dunkelflaute)
 - Regelleistung und andere SDL
 - Reduktion Bedarf fEE
 - Dezentraler (Netz-) Ausgleich; analog PV gut, skalierbare Technologie



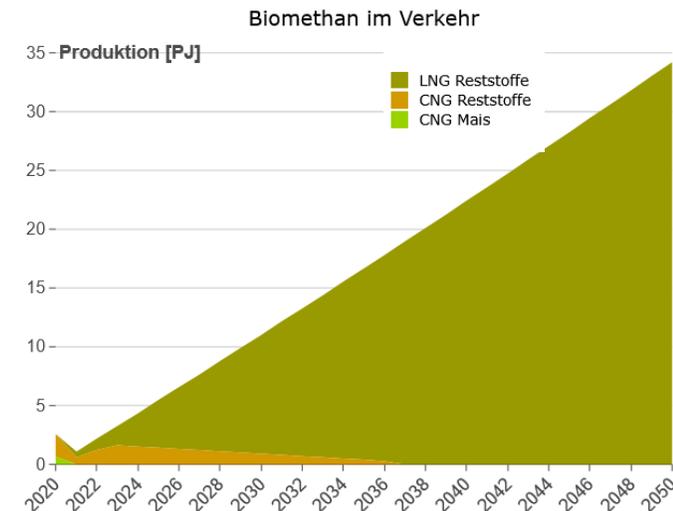
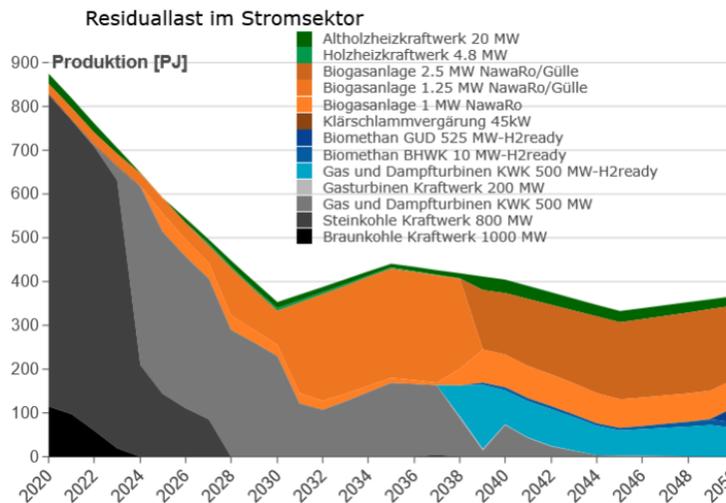
Erwartungen für die Bestandsentwicklung aus Post-EEG Studien

- Post-EEG Studien gehen – je nach EEG – von Rückgängen der BM-Kapazitäten bis 2035 um über 2/3 aus (MakroBiogas, BE20plus)
- Durch die Umrüstung von 22-38% des BGA-Bestands wird eine Biomethanbereitstellung in Höhe von 25-33 TWh_{HS} in 2030 gesehen (Matschoss et al. 2020)
- Neuere Studien gehen im Optimalfall von einem Wegfall von ca. 15 TWh_{el} aus (Dotzauer et al. 2022), bei stabilisierter Leistungserhaltung
- Projekt SoBio (DBFZ 2023):
 - Mittelfristig vor allem Ausbau der Biomethan-nutzung im Verkehr auf knapp 10 TWh_{HS}
 - Langfristig dagegen eher im Stromsektor mit ca. 80 TWh_{el}

Szenario (max): Biomasse im EEG (Leistung)



Quelle: DBFZ 2022



Quelle: DBFZ 2023

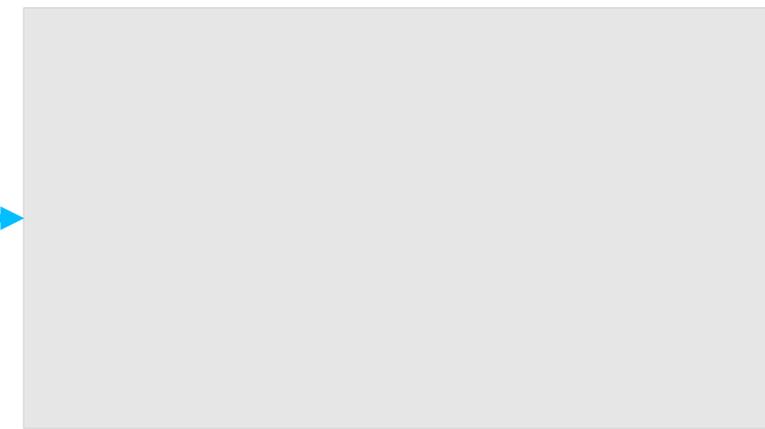
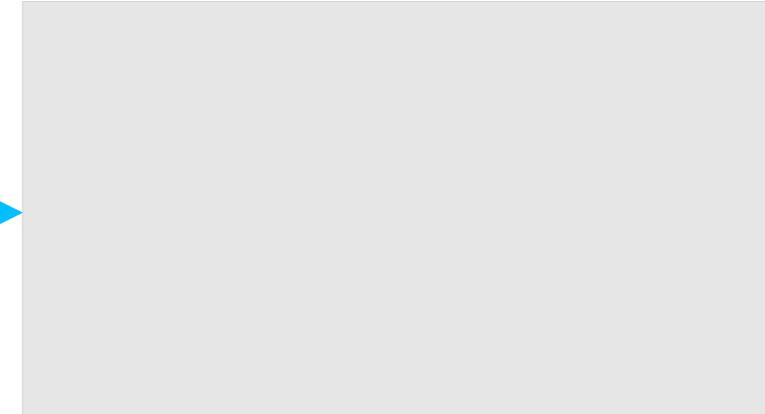
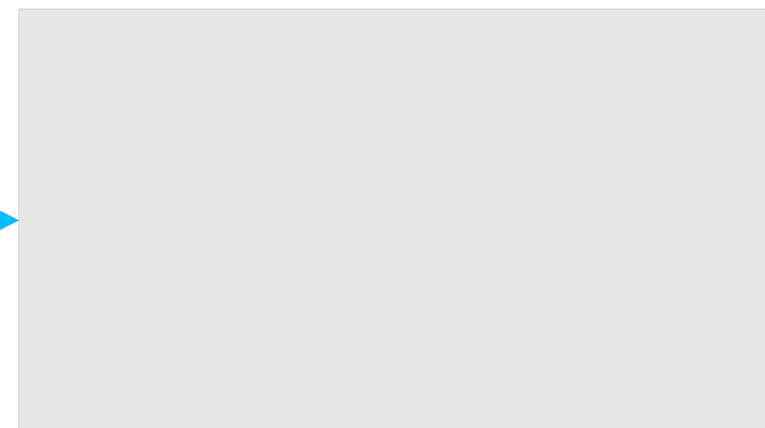
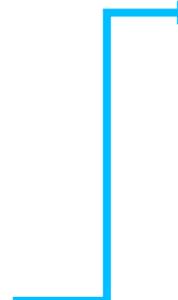
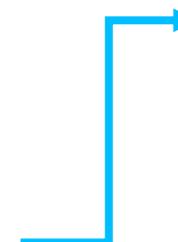
Ausgangslage und Weiterbetrieb des BGA-Bestandes

1. Betrieb von BGA unter aktuellen Bedingungen ohne Förderung meist nicht wirtschaftlich, da

- Derzeit noch ausreichend fossile Kapazität vorhanden & EE-Anteil noch zu gering → FlexBedarf (Ausnahme „Netz“) gering
- Erdgas (wieder) günstiger als Biogas, CO₂-Preise bei Strom und Wärme reichten bisher nicht aus, um Kostenparität herzustellen
- Zum Teil unzureichende Wärmenutzung (fehlende Senken und nicht angepasstes Produktionsprofil) & hohe THG-Emissionen und andere negative Umweltwirkungen durch hohe Nawaro Anteile
- Produktionskosten weiter hoch (Hoffstede et al. 2023)

2. Weiterbetrieb von Bestands-BGA, da

- Technisch gut möglich und mit Vorteilen bei Kapitalkosten und vorhandenem Know-how
- Potential durch technischen Fortschritt und Repowering offensichtlich; auch um Schwachpunkte anzugehen, u. Kosten & Emissionen zu senken
- Bei Stilllegung Verlust von THG-Emissionsminderungsoptionen z.B. bei Gülle & Substitution fossiler Energie



Auslegung der analysierten Post-EEG Konzepte

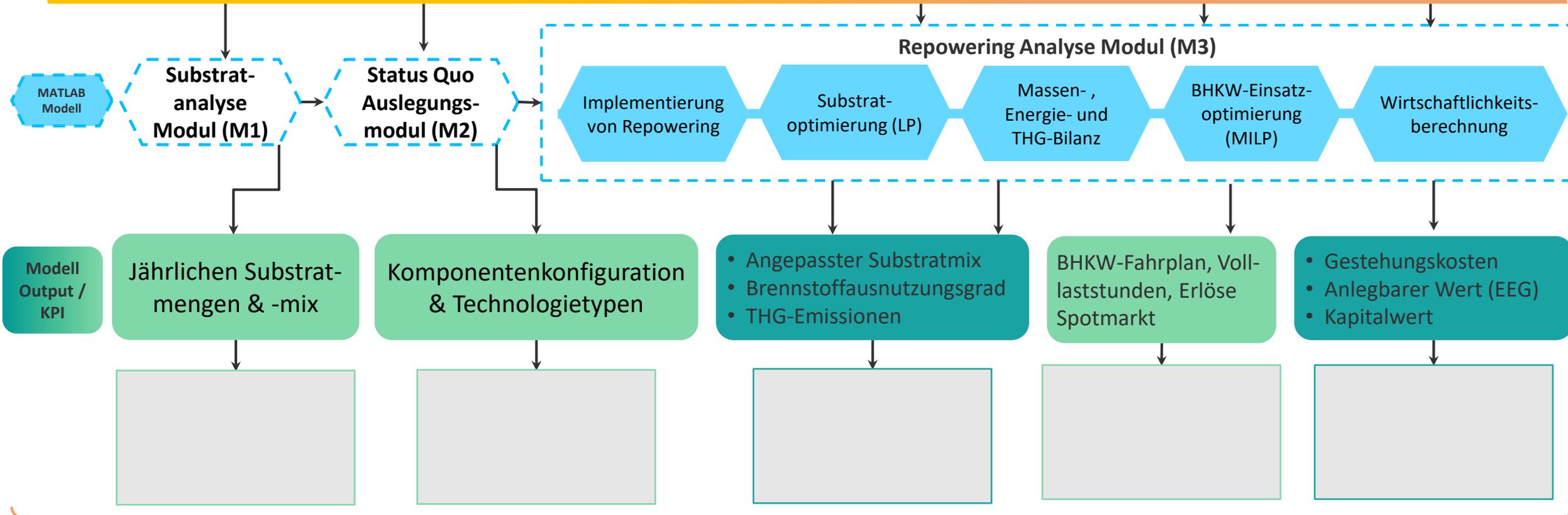
Gruppe	Vor-Ort-KWK			Biomethanaufbereitung	
Konzept	Flex-Base	Flex-Seasonal	KWK-Eigen	BioCH ₄ -Grid	BioCH ₄ -CNG
Hauptprodukt/ -markt	EEG-Ausschreibung / Marktprämie		Eigenstrom und Wärme	THG-Quote	
Kernidee	Flexibilisierung + Erfüllung der EEG-Anforderungen*	Saisonale Flexibilisierung ausgerichtet an Wärmelastprofil	Eigenversorgung des Lw Betriebes	Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz	Lokale Lieferung von CNG an eine Tankstelle
Überbauungsgrad / Aufbereitungstechnologie	3,5	5,5	2	Membran	Chemische Wäsche
Ziel der Substratoptimierung*	Gasproduktion erhalten, sofern nicht durch Restriktionen eingeschränkt	Gasproduktion entspricht Wärmemenge; max. 30 % NawaRo; Ø-OLR beschränkt	Gasproduktion entspricht maximal der Ø-Stromeigenlast; max. 20 % NawaRo	Maximierung des Bruttodeckungsbeitrags unter Berücksichtigung von Erlösoptionen und Anforderungen unterschiedlicher Biomethanmärkte (CNG nur Kraftstoffmarkt)	

LWB = Landwirtschaftlicher Betrieb, OLR = Raumbelastung

* z.B. Maisdeckel, Verweilzeit im gasdichten System oder THG-Mindest-Minderung. Restriktionen werden in der Substratoptimierung berücksichtigt und müssen eingehalten werden.

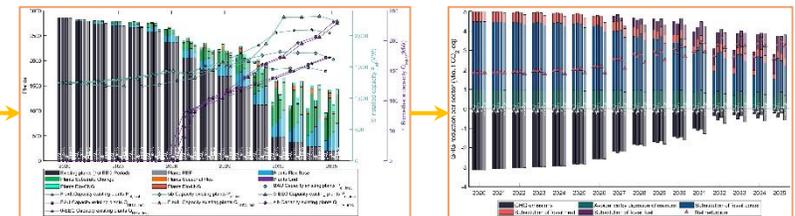
Modell Übersicht

Externer Dateninput: Zusammengeführte ÜNB-BGA-Daten ($n_{BGA}=2.853 \rightarrow$ ca. 1/3 des Bestandes), regionale Daten zu bestehenden BGA, Substrateigenschaften, Szenarioparameter, Spotmarktdaten und Wärmelastprofile



Szenarioanalyse mit Simulation des Ausschreibungsprozesses + Aggregation über alle BGAs (E1)

KPI für Entscheidung: normierter Kapitalwert



Die Szenarien

Szenario	BAU	Quota Boom	Flex III	Implosion	THG-Ultra	EEG-Reform	
Storyline	Fortschreibung aktueller Rahmenbedingungen	THG-Quotenmarkt wächst stark	Wert der Flexibilität steigt stark (Kapazitätsförderung + Marktwert)	Verschlechterung der Förder- & Marktbedingungen	Sehr hohe THG-Anforderungen + Neue Anreizsysteme	vielfältige EEG-Anpassungen	
EEG-Ausschreibung	wie EEG 2023		4-fach Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung	wie EEG 2023		2-faches Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung; keine Degression	
Höchstgebots-grenze	19,83 Ct/kWh _{el}			15 Ct/kWh _{el}	19,83 Ct/kWh _{el}	20 + 2 Ct/kWh _{el} Bonus für < 500 kW	
Flexzuschlag	65 €/kW _{el}		150 €/kW _{el}		65 €/kW _{el}	100 €/kW _{el}	
Mindest-Überbauung	2.22		4		2.22	3	
Spezifische Mindest-THG-Minderung	-70/-80 % (Strom) ²⁾ , -65/-70 % (Kraftstoff)	-65/-95 % (Kraftstoff)	wie BAU		-95 % für alle Sektoren ohne Größenbegrenzung	-95 % für alle Sektoren	-70/-95 % (Strom) ohne Größenbegrenzung
Besonderheiten Energiemärkte	-	2,5-faches Marktvolumen und höhere CO ₂ Preise (THG-Quote)	höhere MWF/ Flex & Regelenergieerlöse		THG-Quoten-volumen sinkt um 20 %	-	-
Substrat-kostenanstieg¹⁾	60 % / 20 % ³⁾		30 % / 10 % ³⁾ + höhere Preissteigerungsraten		60 % / 20 % ³⁾		

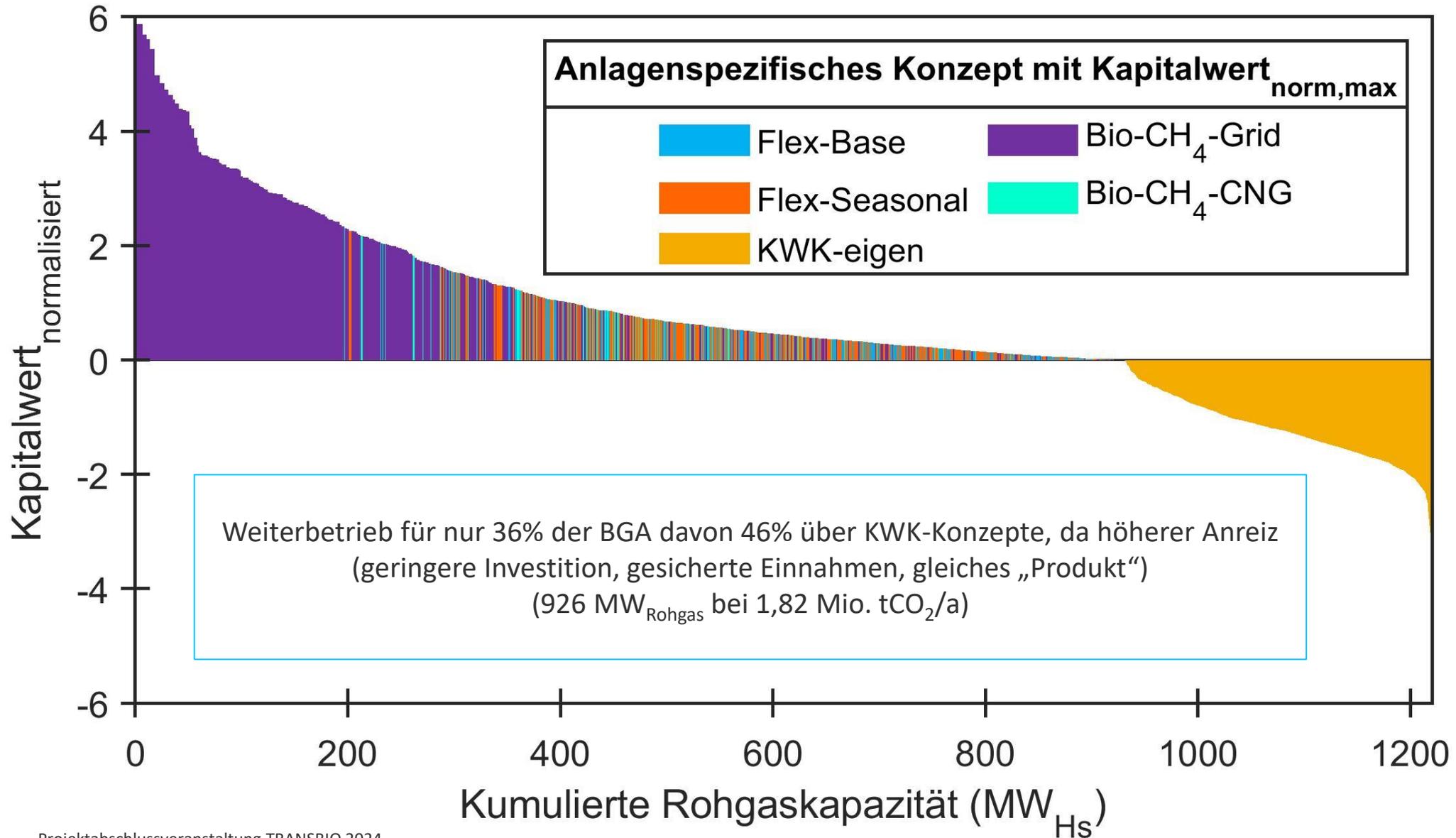
BL = Bemessungsleistung, MWF = Marktwertfaktoren

- 1) Anstieg ggü. Vor-2022 und Daten der Post-EEG Projekte
- 2) Nur für BGA mit Feuerungswärmeleistung > 2 MW
- 3) NawaRo / Nicht-NawaRo

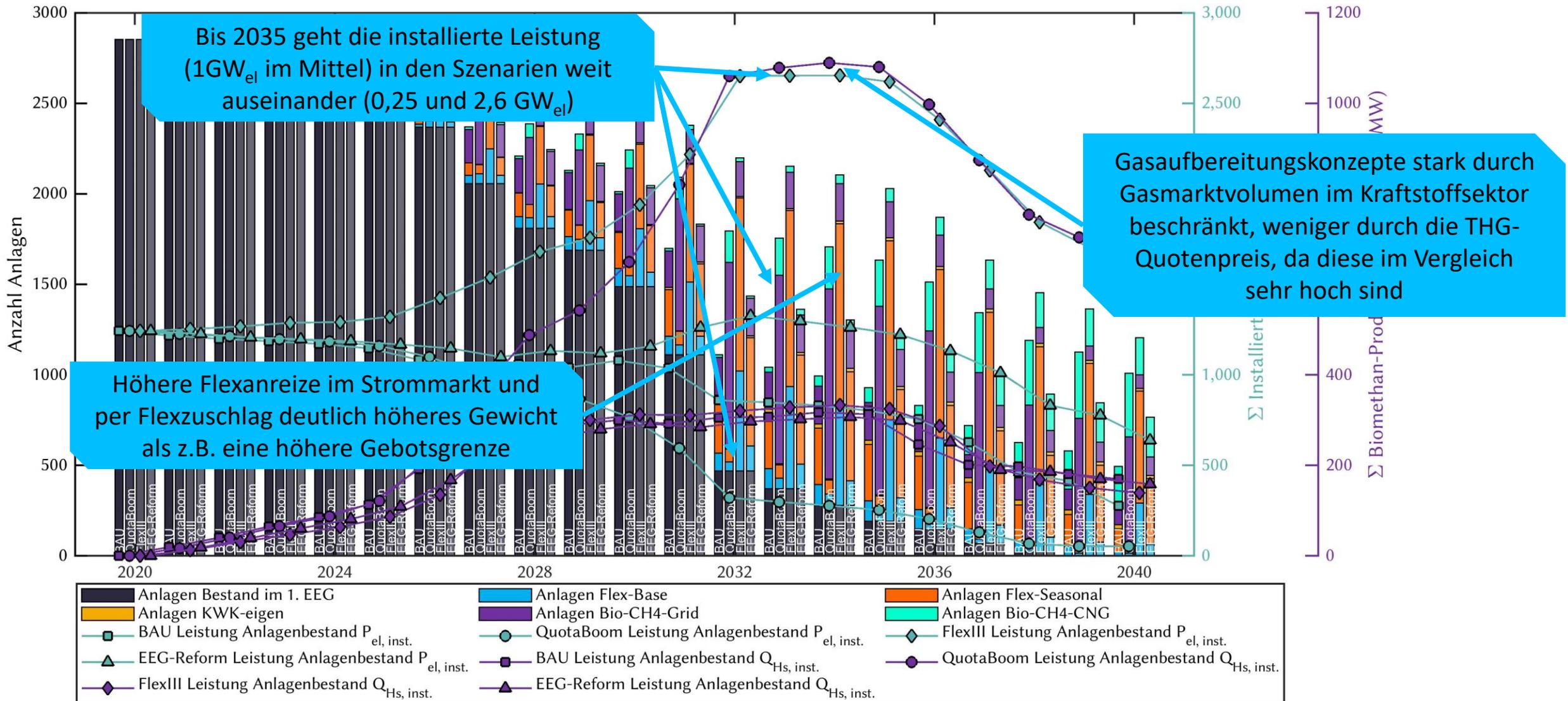
Weitere Szenariovarianten:

- *EEG2021*: Ähnlich wie Szenario „BAU“, aber ohne Anpassung an Energiekrise
- *BAU-pricevar*: Höheres Strom- und Wärmepreisniveau, keine Degression
- *„FlexQBoom“*: Kombination aus den Szenarien „Flex III“ & „QuotaBoom“ + Substratkosten aus dem Szenario „BAU“

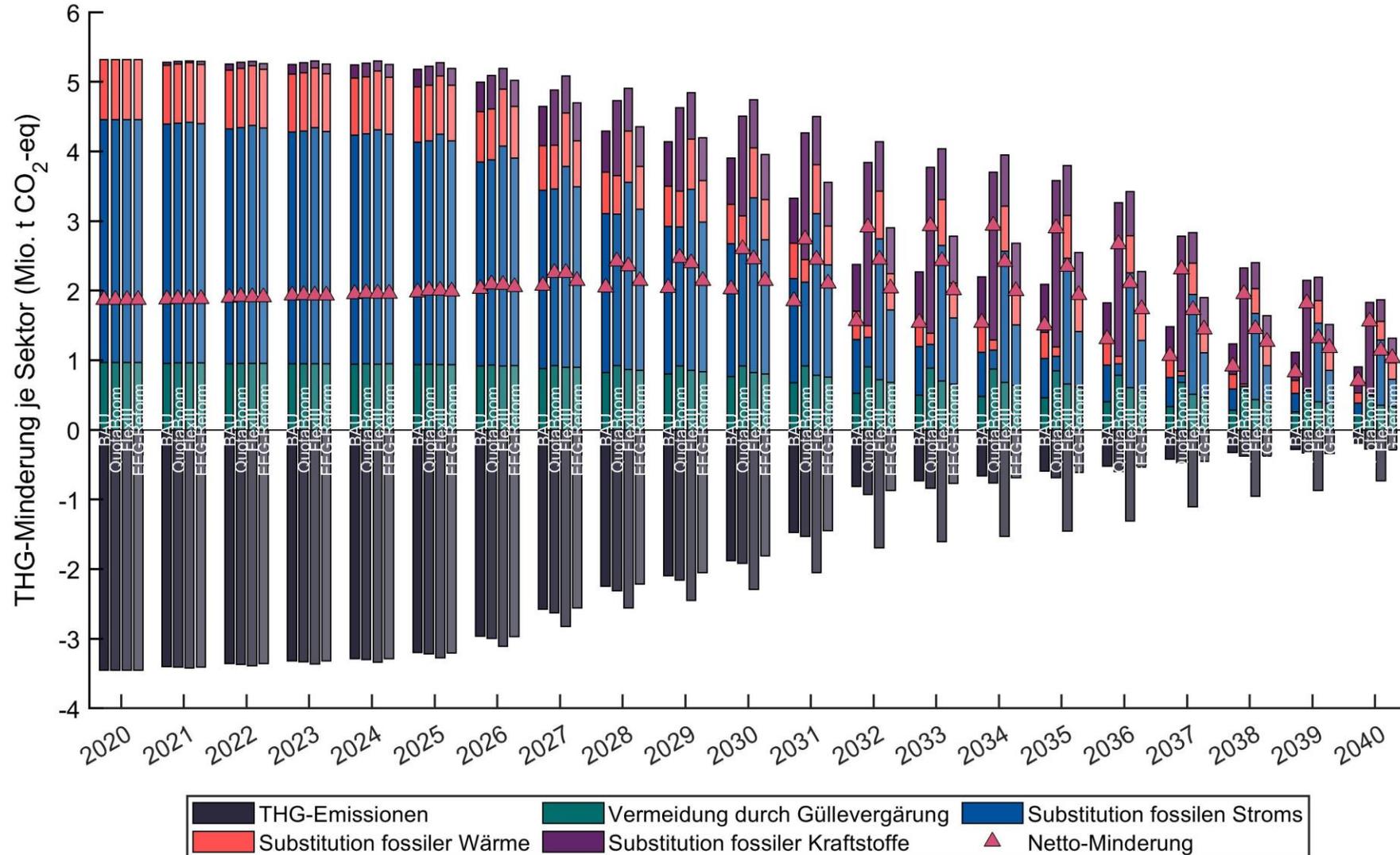
Vergleich Entscheidungsparameter ‚Kapitalwert‘ im BAU Szenario



Auswirkungen von Rahmenbedingungen auf die Konkurrenz zwischen Vor-Ort-KWK und Biomethan



Großes Potential die Netto-Minderung im Bestand trotz Rückgang zu steigern



- Starker Rückgang der Bruttoemissionen in allen Szenarien zu verzeichnen (ca. - 75% bis 2035):
- THG-Minderung durch Güllevergärung sinkt um 40% bis 2035
- Netto THG-Minderung am höchsten im QuotaBoom Szenario, auch geringster Rückgang der Güllevergärung
- Netto THG-Minderung im BAU bzw. Implosion am schlechtesten
- Geringste Vermeidungskosten der BGA im Weiterbetrieb aus Betriebssicht jedoch durch THG-Ultra angereizt

Verteilung der Post-EEG Konzepte im Weiterbetrieb gemäß Kapitalwert

Szenario	BGA im Weiterbetrieb	Anteil KWK	Anteil Biomethan	Flex-Base	Flex-Seasonal	KWK-eigen	Bio-CH ₄ -Grid	Bio-CH ₄ -CNG
EEG2021	45%	55%	45%	19%	30%	6%	18%	27%
BAU	36%	47%	53%	12%	32%	3%	31%	22%
BAU-pricevar	37%	50%	50%	14%	30%	6%	29%	21%
QuotaBoom	62%	11%	89%	4%	6%	1%	64%	26%
FlexIII	77%	78%	22%	28%	49%	1%	12%	10%
FlexQBoom	77%	53%	47%	15%	37%	1%	32%	15%
Implosion	29%	38%	62%	2%	32%	4%	33%	29%
THG-Ultra	45%	58%	42%	6%	25%	26%	28%	14%
EEG-Reform	46%	59%	41%	11%	47%	2%	23%	17%
Mittel	51%	50%	50%	12%	32%	5%	30%	20%

➤ Flex-Seasonal & BioCH₄-Grid führende Konzepte aus Betriebssicht (Kapitalwert)

➤ Im Mittel über alle Szenarien 50% im Weiterbetrieb, jeweils 50% Vor-Ort-KWK und 50% Biomethan

Zusammenfassung: Flex saisonal ↔ Biomethanerzeugung zur Netzeinspeisung

	Saisonale Flexibilisierung	Biomethanerzeugung zur Netzeinspeisung
Bestes Szenario	<p>Flex III <i>Wert der Flexibilität steigt stark (Kapazitätsförderung + Marktwert)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ BGA im Weiterbetrieb: 77% ➤ Anteil KWK: 78% 	<p>QuotaBoom <i>THG-Quoten Markt wächst stark (Höhere CO₂ Preise (THG-Quote))</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ BGA im Weiterbetrieb: 62% ➤ Anteil Biomethan: 89%
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Gesicherte EEG-Vergütung (Preis & Menge) • Flex-Zuschlag • Investitionen niedriger <p>Aus systemischer Sicht:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Auf Netzebene im Zusammenspiel mit PV und Wind • Als komplementärer Partner zu Agri-PV auf Grünland, → Grassilage als saisonaler Speicher auf gleicher Fläche produziert 	<ul style="list-style-type: none"> • Besonders geeignet für kleinere BGA mit viel Mist (Hohes THG Reduktionspotenzial und Einnahmen aus dem Quotenmarkt) • Wachsende Nachfrage aufgrund von: <ul style="list-style-type: none"> • Bedarf an grünen Kraftstoffen für HT-Industrieprozesse und den Transportsektor • Bedarf an wettbewerbsfähigen Brennstoffen angesichts geopolitischer Herausforderungen (und resultierendem Preisanstieg Erdgas) • Aktuelle Diskussion um klimaneutrale Brennstoffe für die Wärmeversorgung (GEG - Gebäudeenergie- bzw. Heizungsgesetz)
Risiken	<p>Die aktuelle Entwicklung negativer Strompreise → keine Marktprämie</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastrukturentwicklung (Rückbau Gasnetze / Umbau zu H₂-Netzen) • Regulatorik (Existenz der THG-Quote nicht garantiert)

Fazit für die Gestaltung der Rahmenbedingungen

➤ Allgemein

- Um Bestand zu erhalten (mehr als 50%) müssen sich Rahmenbedingungen deutlich verbessern, speziell wenn Anforderungen gleichzeitig weiter steigen
 - Marktvolumen (EEG-Ausschreibung/Kraftstoff/Biomethan) sowie hohe CO₂-Preise im Bereich 200 €/tCO₂ sind wichtigste Stellschrauben
 - Stärkere Anreizung der Wertigkeit, die BGA liefern können: Flexibilität/Kapazität, THG-Minderung, Öko-SDL
- Mehr Ausschreibungsvolumen für Vor-Ort-KWK (günstiges grünes Gas im System, Gas wird auch bei 100% EE benötigt)
- Gebot auf Bemessungsleistung umstellen, um allen BGA eine hohe Überbauung zu ermöglichen und mehr gesicherte Leistung im System zu gewährleisten
- Kostensteigerung → Degression aussetzen / absenken bzw. an bestimmten Preisindizes ausrichten
- Vereinheitlichung der Anforderung / Nachhaltigkeitskriterien in allen Sektoren und schrittweise Anpassung der CO₂-Bepreisungssysteme (→ ETSII)
- Bis dahin ein analoges Instrument für das Kraftstoffquotensystem für andere Sektoren oder allgemein für gasförmige Energieträger



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Vielen Dank!

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



Ludger Eltrop

Abteilungsleiter SEE — Systemanalyse
und Erneuerbare Energien, IER
Universität Stuttgart

Telefon +49 711 685 87816

Ludger.Eltrop@ier.uni-stuttgart.de



Joshua Güsewell

Commercial Project Manager Heat and
Districts, Stadtwerke Stuttgart GmbH

Joshua.guesewell@stadtwerke-stuttgart.de



Milad Rousta

Wissenschaftlicher Mitarbeiter Abteilung SEE
—Systemanalyse und erneuerbare Energien,
IER Universität Stuttgart

Telefon +49 711 685 87855

milad.rousta@ier.uni-stuttgart.de

Literaturangaben

- [1] Agora Energiewende 2022: Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021
- [2] Fachverband Biogas e.V. (FvB) (Hg.) (2021): Branchenzahlen 2020 und Prognose der Branchenentwicklung 2021. Stand: Mai 2018.
- [3] IPPC 2018: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/summary-for-policy-makers/>
- [4] Knebel, Alexander; Kunz, Claudia (2015): Nutzungspfade der Bioenergie für die Energiewende. Metaanalyse. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE).
- [5] Fleischer, Benjamin (2017): Systemkosten von Bioenergie und fluktuierenden Erneuerbaren am Strommarkt. Energetische Biomassenutzung 7. Statuskonferenz. Leipzig, 21.11.2017.
- [6] Holzhammer, Uwe; Krautkremer, Bernd; Stelzer, Manuel; Jentsch, Mareike; van Oehsen, Amany; Kirchner, Dirk et al. (2014): Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan (OptiKobi2). Hg. v. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES). Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM). Kassel.
- [7] Hauser, Eva; Baur, Frank; Noll, Florian (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Unter Mitarbeit von Lars Grote, Andreas Hemmerling, Uwe Leprich und Christoph Schneider. Bochum: Ponte Press.
- [8] Lauer, Markus; Thrän, Daniela (2017): Biogas plants and surplus generation. Cost driver or reducer in the future German electricity system? In: Energy Policy 109, S. 324–336. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.07.016.
- [9] Trommler, Marcus; Dotzauer, Martin; Barchmann, Tino; Matthischke, Steffi; Brosowski, André; Keil, Annette et al. (2016): RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen. Hg. v. Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ).
- [10] Purkus, Alexandra; Gawel, Erik; Szarka, Nora; Lauer, Markus; Lenz, Volker; Ortwein, Andreas et al. (2018): Contributions of flexible power generation from biomass to a secure and cost-effective electricity supply—a review of potentials, incentives and obstacles in Germany. In: Energ Sustain Soc 8 (1), S. 151. DOI: 10.1186/s13705-018-0157-0.
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2017): Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre.
- [12] Thrän, Daniela; Arendt, Oliver; Braun, Julian; Millinger, Markus; Wolf, Verena; Banse, Martin et al. (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Endbericht zu FKZ 03KB065, FKZ 03MAP230. Hg. v. Daniela Thrän und Diana Pfeiffer. Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ) (Energetische Biomassenutzung, 18).
- [13] Erlach, Berit; Stepahnos, Cyril; Kost, Christoph; Palzer, Andreas (2018): Sektorkopplung und ihre Bedeutung für die Bioenergienutzung. In: Universität Rostock (Hg.): 12. Rostocker Bioenergieforum. 12. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 28. und 29. Juni 2018. Universität Rostock; Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei MV; Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ). 78 Bände. 1. Aufl., 13-25.