

Keynote: Bioenergie und Energiewende

Die „Post-EEG“-Frage im größeren energiepolitischen Rahmen

>> Veranstaltung „Folgekonzepte für die post-EEG-Phase von Bioenergieanlagen“ (BE20plus & NextGenBGA)

• Berlin, 19.02.2020

Dr. Patrick Matschoss

Der größere energiepolitische Rahmen

- Übergreifende Ziele: Treibhausgasreduktion (THG)
- EE-Ausbau: Ziele, Status & Maßnahmen
- Flankierende Maßnahmen: neuer CO₂-Preis, Kohleausstieg
- Bioenergien in der Energiewende

Übergreifende Ziele: Treibhausgasreduktion (THG)

- Übereinkommen von Paris
 - Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur auf „deutlich unter 2°“, „möglichst 1,5°“
 - Impliziert Treibhausgasneutralität & Netto-THG-Aufnahme bis Mitte des Jahrhunderts

- Dt. Klimaschutzplan
 - Bis 2020: -40%, bis 2030: -55% (jeweils ggü. 1990)

- KlimaschutzG: *gesetzliche* Festlegung der
 - Gesamtziele (Paris)
 - sektoralen Ziele (bis 2030)
 - Ressort-Zuständigkeiten und Verfahren

Erneuerbare-Energien-Ausbauziele: Status, Ziele, Maßnahmen

EE-Technologie	Status: Installierte Leistung 2018 in GW	Ziel: Installierte Leistung 2030 in GW	Rechnerischer Zubau 2019- 2030 in GW/a
Wind an Land	52,6	67-71	1,4
Photovoltaik	45,3	98	4,4
Wind auf See	6,4	20	1,1
Biomasse	8,4	8,4	0
Wasserkraft & sonstige	5,7	6	0,03
Quelle:	EE in Zahlen 2018, S. 15	Klimaschutzprogramm S. 39	eigene Berechnungen

➤ Status Ausbauziele

- Wind an Land: Ausbau 2019 nochmals eingebrochen, Klimapaket: 1000m-Abstandsregel
- PV: Deckel fast erreicht, Klimapaket: warten auf Aufhebung
- Biomasse: Ziel erreicht? S. Rest des Tages ...

➤ Ausbauziele Adäquat?

- basieren auf alten Annahmen zum Stromverbrauch (aber: Sektorenkopplung)
- Rückwirkungen auf EE-Anteile und THG-Minderung

- CO₂-Bepreisung
 - „neuer CO₂-Preis für Wärme & Verkehr hilft evtl. für Wettbewerbsfähigkeit im Wärmesektor
 - Mindestpreis EU-ETS könnte merit-order & Preisniveau zu Gunsten von Bioenergie verschieben

- Kohleausstieg
 - KohleausstiegsG Januar 2020: Aufweichung der Empfehlungen des Abschlussberichts „Kohlekommission“ vom Januar 2019 in zentralen Punkten (Abschaltpfad, Emissionsentwicklung)
 - Energiewirtschaftlich: wirkt erhoffter Verschiebung der merit-order entgegen

- Generelle Trends & Frames, innerhalb dessen die Bioenergie diskutiert wird ...
 - Strom: Fokus auf Flexibilisierung & System-DL (Wind & PV als Rückgrat der Stromproduktion)
 - Wärme: mehr / besser Wärme nutzen & vermarkten
 - Fokus auf Reststoffe, weg von NawaRo
 - THG-Reduktion: bessere Verwertung im landwirtschaftlichen Bereich
 - „Post-EEG“-Frage: Bioenergie soll nach 20 Jahren auf „eigenen Füßen“ stehen

- Wie passt das alles zur derzeit diskutierten Energiewende?

- Vielen Dank!

- Dr. Patrick Matschoss

IZES gGmbH, Büro Berlin
Albrechtstr. 22
D-10117 Berlin

- matschoss@izes.de

Geschäftsfelder für Bioenergieanlagen

Fokus Ausschreibungsdesign

Tino Barchmann, Martin Dotzauer



Agenda

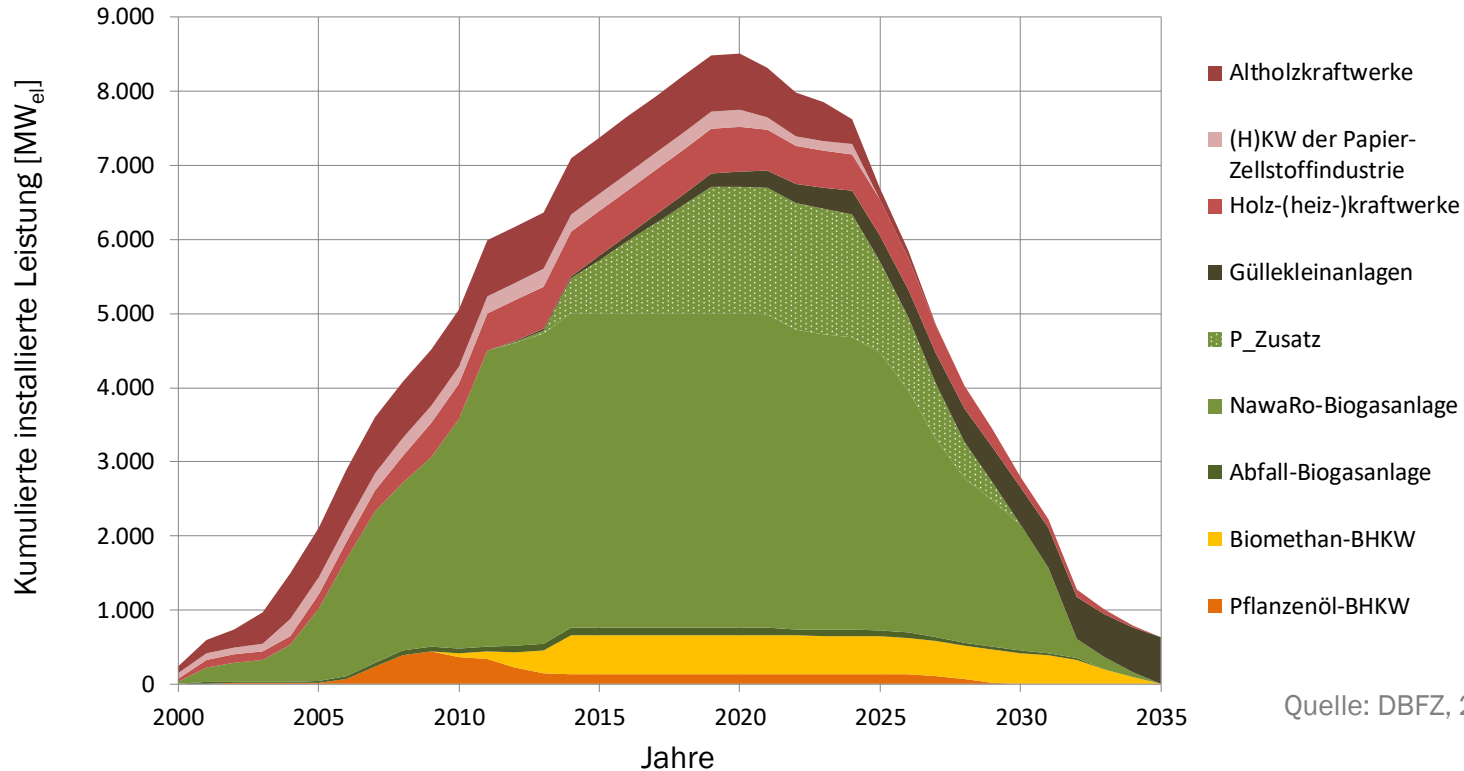


- Hintergrund & betriebliche Komplexität
- Zielstellung des Projektes BE20plus
- Übersicht der untersuchten Geschäftsfelder
- Ausschreibungsdesign EEG 2017 & Abschätzung der Entwicklung für Bioenergieanlagen

Hintergrund – Auslaufen EEG Bestandsanlagen DBFZ



Bestandsentwicklung Bioenergie - Referenzszenario



Quelle: DBFZ, 2018

Hintergrund – Beiträge der Bioenergie

- erneuerbare Strommenge (ca. 40 TWh_{el})
- erneuerbare (KWK-) Wärme (ca. 22 TWh_{th})
- Flexibilitätsoption (steuerbare Erzeugung) für
 - Regelenergie, Residuallastausgleich (day-ahead Vermarktung)
 - Erhöhung des Bedarfs anderer Flexibilitätsoptionen
- Stoffstrombindungen in den Bereichen Agrar-, Forst- und Abfallwirtschaft
- Wertschöpfungseffekte und Beschäftigung, v. a. im ländlichen Raum

Komplexität in der Praxis – Auswahl (I)



- **Ökonomie:** Auslaufen 20-jährige EEG-Festvergütung, Investitionen zur Transformation des Geschäftsfeldes, zunehmende finanzielle Risiken, Kreditwürdigkeit ?!, Unsicherheiten hinsichtlich Erlösseite, steigende Personal-, Substrat- und Instandhaltungskosten, etc.
- **(Genehmigungs-) Recht:** EEG, TA-Luft, TRAS 120, 44. BImSchV, DüV, AwSV, BImSchG / BauGB, StöV, BetrSichV, GefStoffV, TRGS 529, VDE-AR-N 4110, RED II, etc.
- **Ökologie:** Verschärfung von Umweltauflagen, Reduzierung THG-Emissionen, Thematik Belastung Grundwasser / Böden, Nährstoffüberschüsse, etc.
- **Technik:** Flexibilisierung, Repowering, Abgasnachbehandlung, Gärrestbehandlung, Infrastruktur und Logistik, etc.

Komplexität in der Praxis – Auswahl (II)



- Hofnachfolge geregelt (ja/nein)?
- Schwierigkeiten bzgl. Entscheidungsfindung → Was ist der richtige Weg für meine Anlage?
- Wirtschaftlichkeit / Erzielung einer marktüblichen Rendite noch gegeben (ja/nein)?
- Höheres unternehmerisches Risiko und Unsicherheiten für Biogas / Bioenergie
- Planungssicherheit → aus Sicht der Betreibenden noch gegeben?
- Steigende bürokratische Anforderungen / Zeitmanagement
- Gesellschaftsvertrag / Rechtsform → Zielkonflikte hinsichtlich Weiterentwicklung
- Standort (Wärmesenken, Netzengpässe, Hanglage, Abstand zur Wohnbebauung, etc.)

Forschungsvorhaben

**Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für
Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 – BE20plus**

Projektportrait – BE20plus



• **Projektdauer:** 01.11.2017 – 30.06.2020

• **Projektleitung:**



• **Projektpartner:**



• **Zuwendungsgeber:**

Gefördert durch:



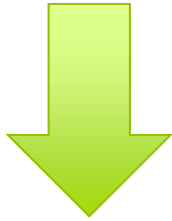
aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zielstellung – Forschungsfragen BE20plus



- Die Anlagenbetreiber benötigen in der Regel mit ausreichendem Vorlauf Informationen über zukünftige (Weiter-) Betriebsstrategien.
- Mit dem Ausschreibungsdesign im EEG wurde eine Möglichkeit für den (temporären Weiterbetrieb) geschaffen, der aber die sehr hohe Anforderungen an die Bestandsanlagen stellt (technisch wie ökonomisch).
- Übergeordnetes Ziel des Projektes BE20plus ist *„[...] auf Basis energiewirtschaftlicher und technisch-ökonomischer Analysen verschiedene Geschäftsfelder zu entwickeln und zu evaluieren, die Betriebsstrategien und Perspektiven für Bestandsanlagen adressieren.“*

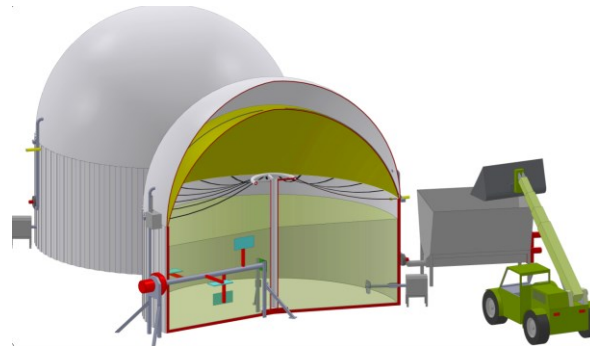
Betriebsperspektive vs. Systemperspektive



Ziel:

- Ökonom. Bewertung für einen 10-jährigen Anschlussbetrieb
- Prognose Anlagenbestandsentwicklung
- Zeithorizont: 2020 bis 2035

Forschungsgegenstand:
Bioenergieanlage

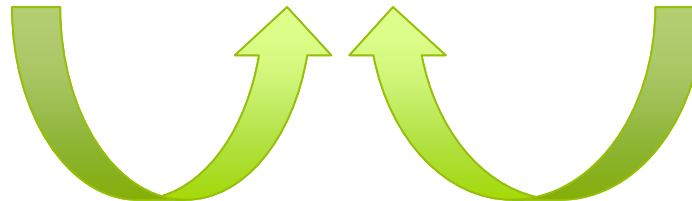


Quelle: DBFZ, 2016



Ziel:

- Analyse der Entwicklungspfade von Bioenergie-technologien im Strom- und Wärmemarkt (Ausbau, Stromerzeugung, Kosten)
- Zeithorizont: 2020 bis 2045

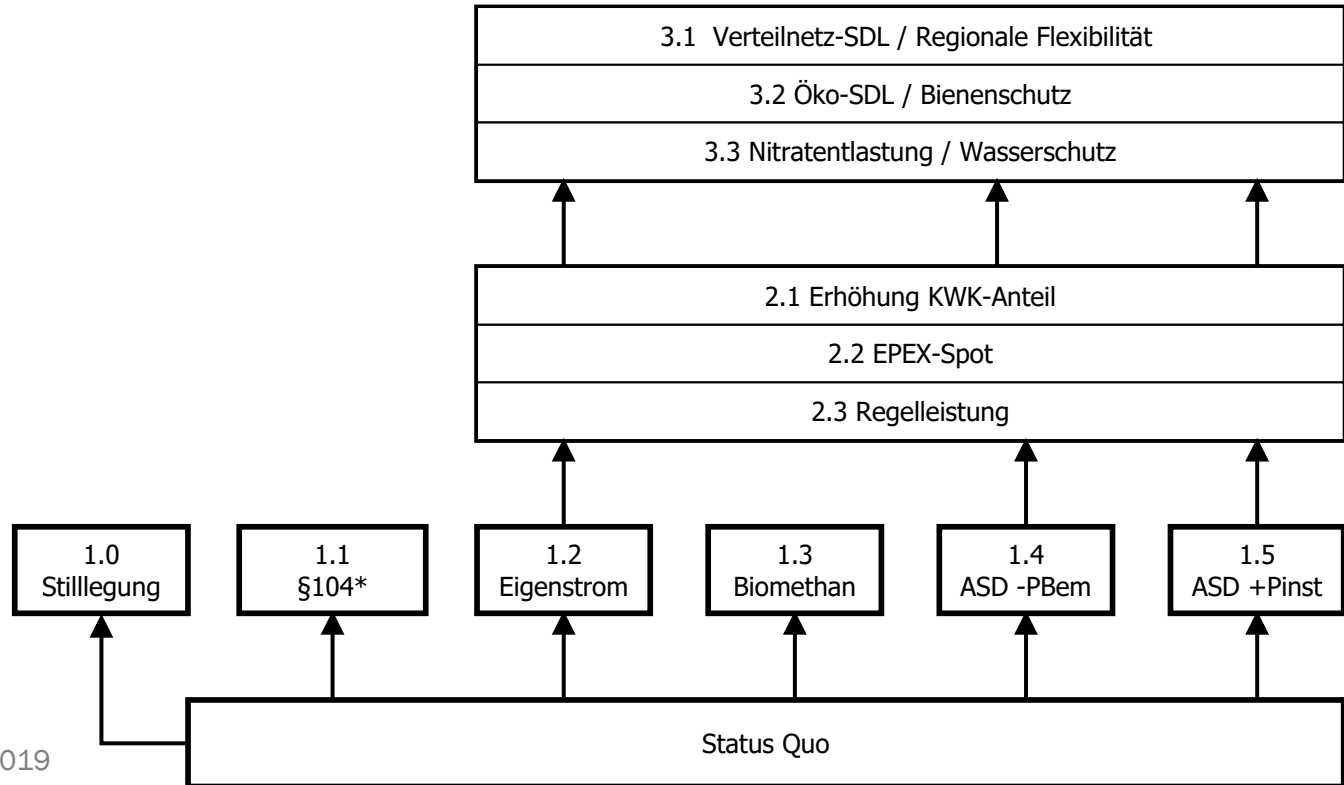


Untersuchte Geschäftsfelder - Übersicht

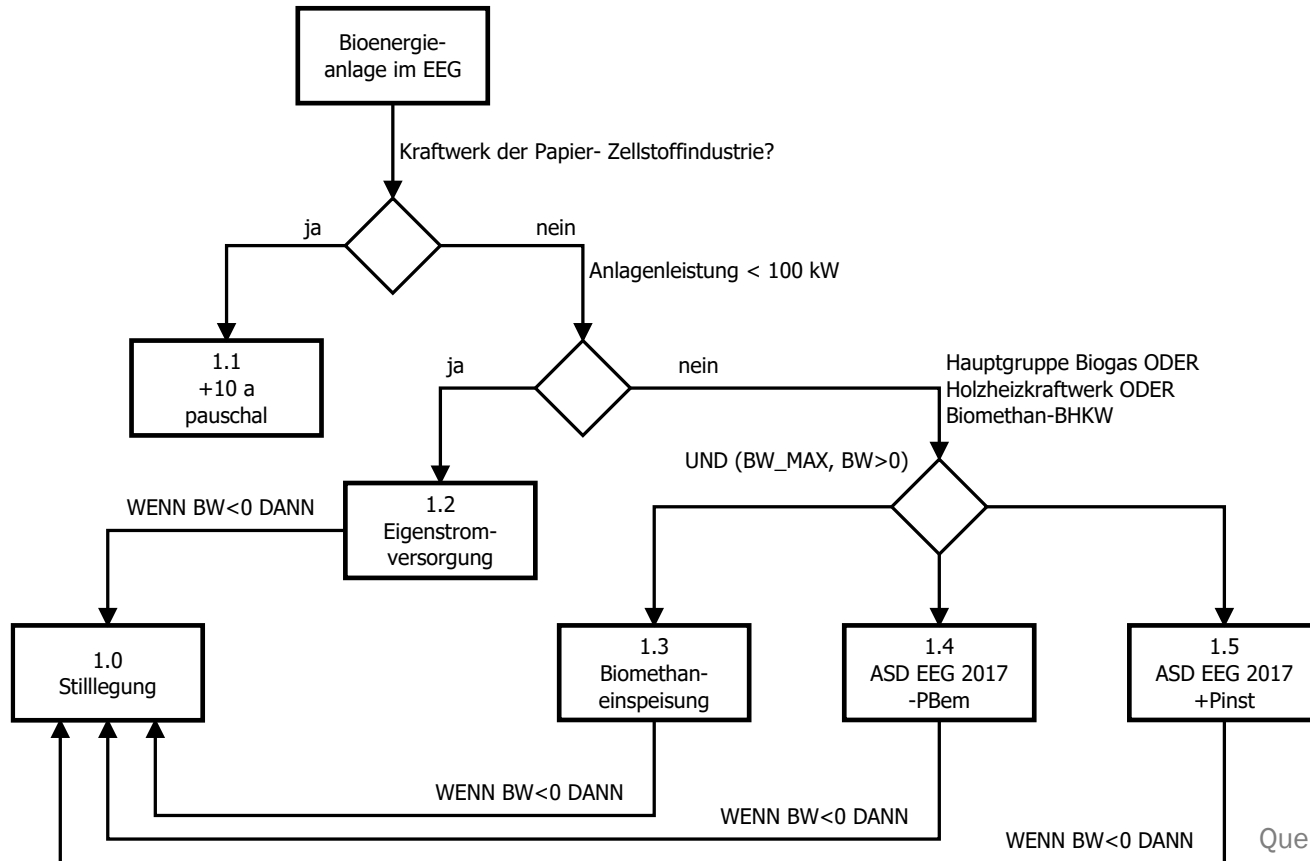
Innovative GF
(kumulativ)

Optimierte GF
(kumulativ)

Referenz-GF
(alternativ)



Geschäftsfelder Priorisierung



Ausschreibungsdesign

EEG 2017

Ausschreibungsdesign EEG 2017



- Ausschreibungen erfolgen seit 2019 2x pro Jahr (April + November) durch die BNetzA
- Ausschreibungsvolumen: 200 MW installierte elektrische Leistung pro Jahr (bis 2022)
- Höchstgebotspreise für Bestand-BGA 2020: 16,39 ct/kWh_{el}
- Höchstgebotsgrenze ist degressiv (1 % pro Jahr)
- Wechsel kann für Bestandsanlagen bei erfolgreicher Gebotsteilnahme frühestens 12 Monate / spätestens 36 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags erfolgen
- Bei überzeichneten Auktionen (mehr Angebote als ausgeschriebene Menge) dürften vorzugweise Holzheizkraftwerke bezuschlagt werden
- Ausschreibungsmengen ab 2023 noch nicht gesetzlich fixiert

Komponenten der Ausschreibungsvergütung



- Gebotshöchstpreis für Biomasseanlagen [ct/kWh_{el}]

Jahr	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Biogas-Bestand	16,90	16,73	16,56	16,39	16,23	16,07	15,91
Biogas-Neubau & Bioabfall	14,88	14,73	14,58	14,43	14,29	14,15	14,01

Quelle: § 39 EEG 2017

- Flexibilitätszuschlag: 40 € pro kW installierter elektrischer Leistung (§ 50a EEG 2017)
- Zahlungszeitraum: 10 Jahre (§ 39g EEG 2017)
- Gebotshöchstpreis höchstens Durchschnitt der letzten 3 Kalenderjahre vor Gebot

Ausschreibungsvergütung – Fokus Biogas

- Einhaltung des Maisdeckel (Jahresdurchschnitt)

Jahr	2017 & 2018	2019 & 2020	2021 & 2022
Masseprozent [FM]	50	47	44

Quelle: § 39h EEG 2017

- Obligatorische Flexibilisierung (mindestens 2-fach) erforderlich, wahlweise durch (im Idealfall bereits erfolgten) Zubau an BHKW-Leistung oder Absenkung der Bemessungsleistung
- 150 Tage hydraulische Verweilzeit im gasdichten System
- Verbot fossiler Zünd- und Stützfeuerung (Ausnahme: Pflanzenölmethylester)
- Keine Eigenstromnutzung außerhalb der Anlage (§ 27a EEG 2017)
- Pflicht zur Direktvermarktung

Ergebnisse der Ausschreibungen

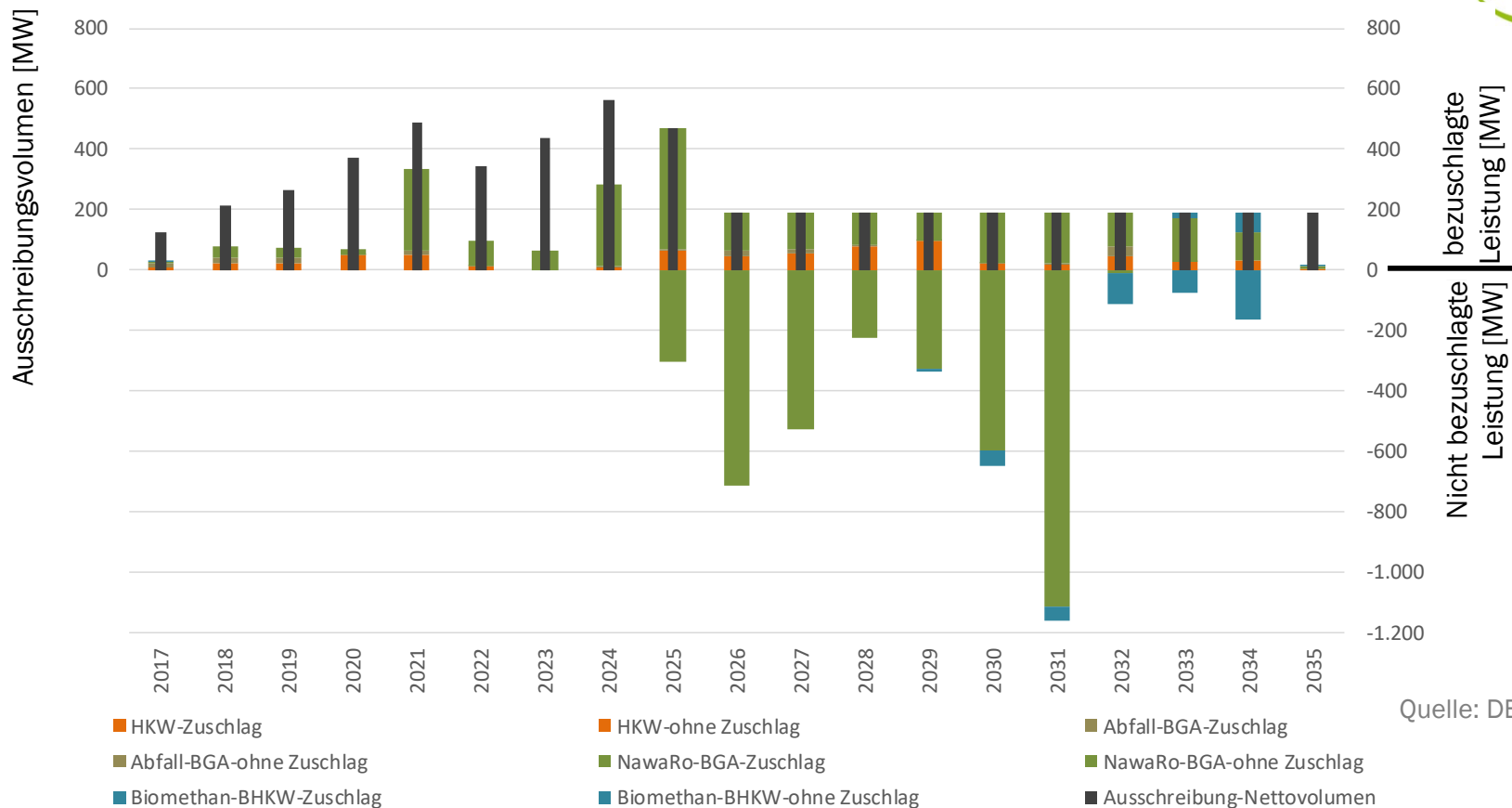


- Gebotshöchstpreis für Biomasseanlagen [ct/kWh_{el}]

		Sept. 2017	Sept. 2018	April 2019	Nov. 2019
Ausgeschriebene Menge	MW	122	226	133	133
Anzahl der Zuschläge		24	79	19	50
Zuschlagsmenge	MW	28	77	26	56,7
Durchschnittlicher Mengengewichteter Zuschlagswert	ct/kWh _{el}	14,30	14,73	12,34	12,47
Höchster Zuschlagswert	ct/kWh _{el}	16,90	16,73	16,56	16,56
Niedrigster Zuschlagswert	ct/kWh _{el}	9,86	10,00	9,53	9,53

Quelle: BNetzA, 2019

Ausschreibungsdesign – ohne Gebotsgrenze

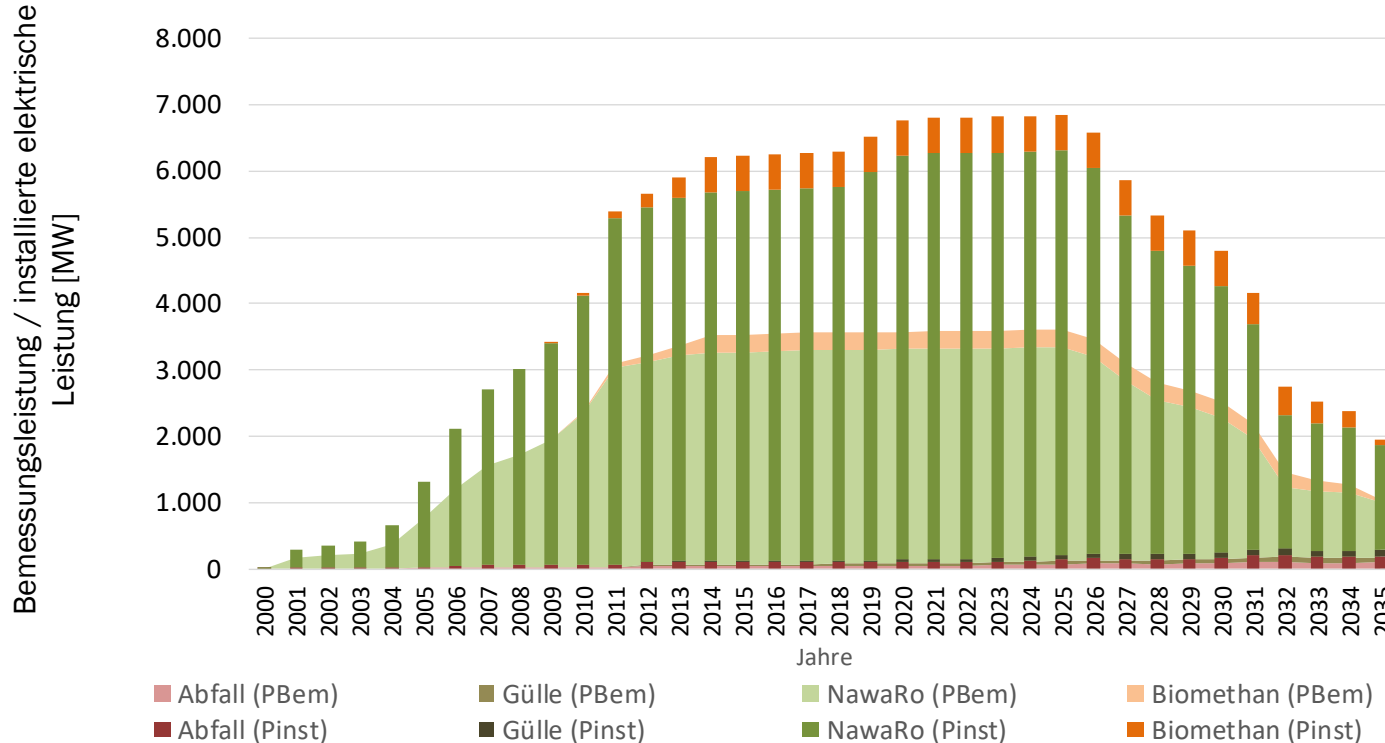


Quelle: DBFZ, 2019

Trendabschätzung – teilw. Anschlussregelung

Projektion der Bestandsentwicklung für Bioenergieanlagen im EEG

Szenario 2: maximale Realisierung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesign



Projektion der Bestandsentwicklung im Projekt „Makro-Biogas“

Szenario 2: Umsetzung (und Fortschreibung) des Ausschreibungsdesign

Zusammenfassung



- Bioenergieanlagen tragen heute erheblich zur erneuerbaren Strom- und Wärmebereitstellung bei
- deren Wegfall würde zusätzlichem EE-Strombedarf und einen erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen generieren
- Das Ausschreibungsdesign ist eine herausfordernde Anschlussperspektive
- Bis 2030 Rückbau auch und insbesondere aus rein betriebswirtschaftlichen Entscheidungen (vgl. Höchstgebotspreis – Stromgestehungskosten)

Ausblick - geplante Ergebnisse im BE20plus



- Handreichungen mit Handlungsempfehlungen
 - für Betreiber (Betriebsperspektive)
 - für Multiplikatoren (Systemperspektive)
- Webanwendung (interaktiver Endbericht) mit beiden Perspektiven



Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Ansprechpartner

Tino Barchmann

тино.бархманн@dbfz.de

+49 341 2434 375

Martin Dotzauer

martin.dotzauer@dbfz.de

+49 341 2434 385

**DBFZ Deutsches
Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de



BE20plus – Räumliche Analyse für Wärmeabsatz und Biomethaneinspeisung

Michael Steubing (UFZ), Joachim Pertagnol (IZES), 19.02.2020

Hintergrund

Warum eine räumliche Infrastrukturanalyse?

- **Motivation:**

Mögliche Geschäftsfelder für Bioenergieanlagen (BEA) in den Bereichen **Wärme** und **Biomethan** hängen von auch ihrer Lage im Raum ab. **Räumlich hochaufgelöste Informationen** sind notwendig, um deren **Potenziale** abschätzen zu können.

- **Ziel:**

Räumlich differenzierte Bewertung bestehender BEA und Abschätzung der standortbezogenen Potenziale, insbesondere bezüglich der Geschäftsfelder Wärmevermarktung und Biomethan-Einspeisung.

- **Methoden:**

GIS-basierte Analysen der Erzeugungs- und Transportinfrastruktur, kleinräumige Modellierung des **Wärmebedarfs** auf Basis von Siedlungsstrukturen und Identifikation von „**Biomethanclustern**“

- **Hintergrund**
- **Ermittlung des Wärmeabsatzpotenzials**
 - Methodik
 - Ergebnisse
- **Ermittlung des Biomethan-Potenzials**
 - Methodik
 - Ergebnisse
- **Fazit**

Analyse des Wärmeabsatzpotenzials

Ziel:

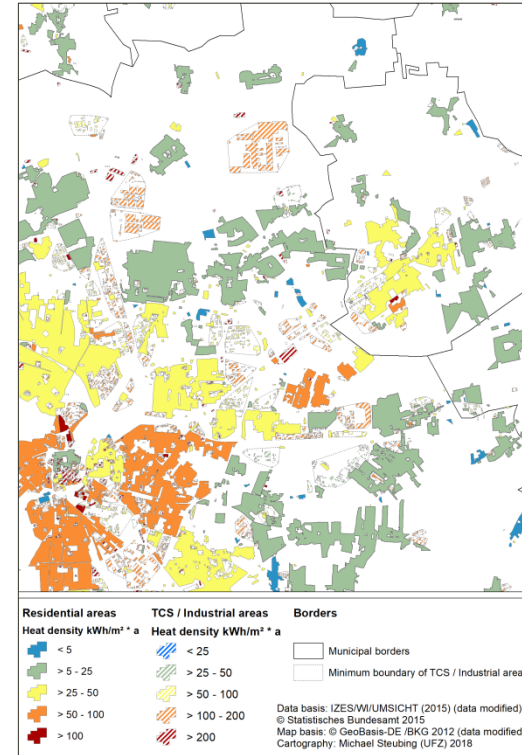
- Anlagenscharfe Bestimmung des Wärmeabsatzpotenzials

Idee zum Geschäftsfeld:

- Erschließung unterschiedlicher Kategorien von Wärmesenken durch ein Nahwärmenetz

Voraussetzung:

- Standortgenaue Ermittlung von Wärmesenken und deren Wärmebedarf notwendig
- Wärmesenke mit ausreichendem Bedarf muss in geeigneter Entfernung zur Anlage sein



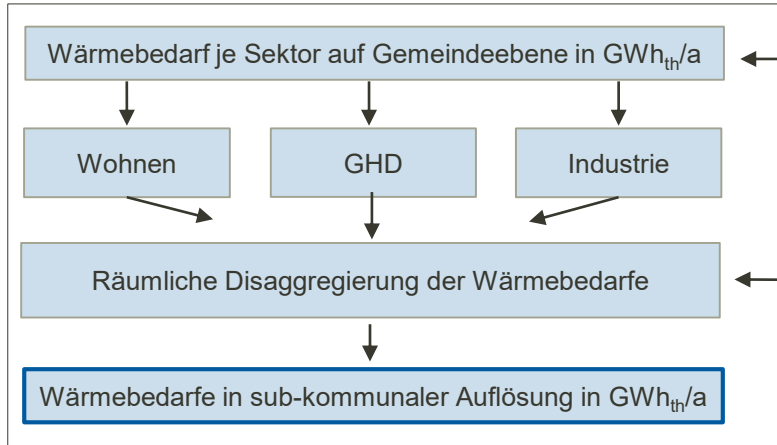
Kleinräumig modellierter Wärmebedarf.

Quelle: Steubing et.al 2019

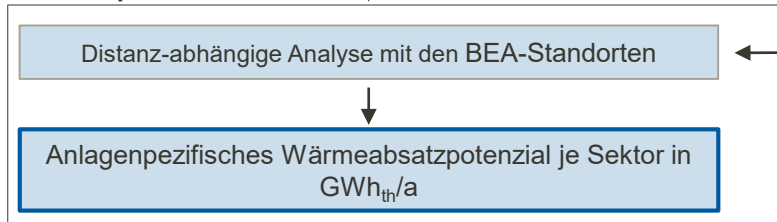
Wärmeabsatzpotenzial

Modellierung des Absatzpotenzials

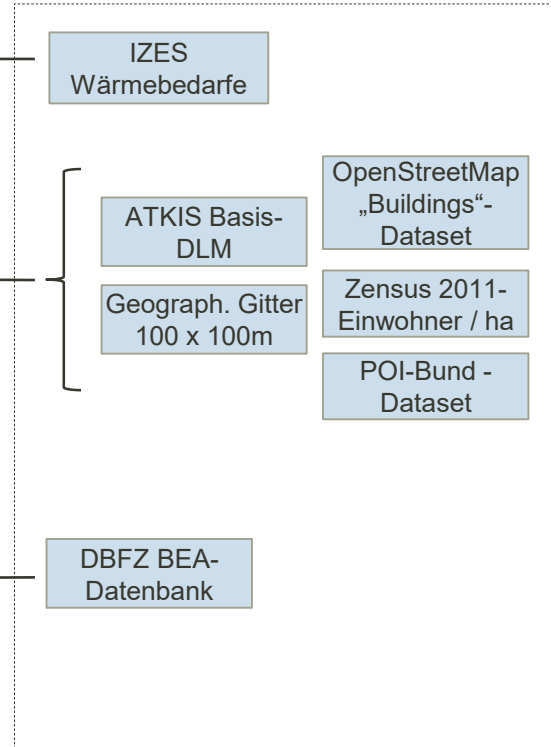
Räumlich hochaufgelöste Modellierung des Wärmebedarfs



Bestimmung des anlagen-spezifischen Absatzpotenzials



Eingangsdaten



Modellierung des Wärmebedarfs: Beispiel Wohnsektor

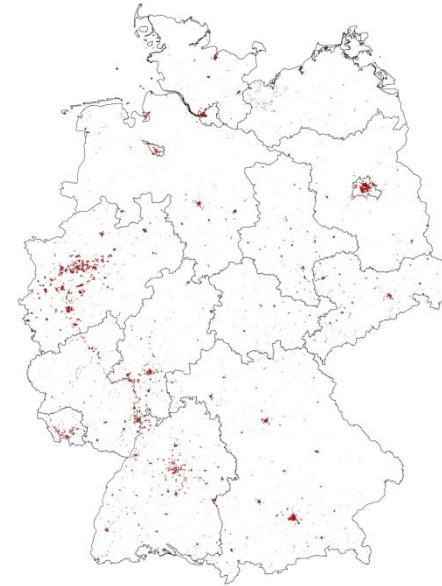
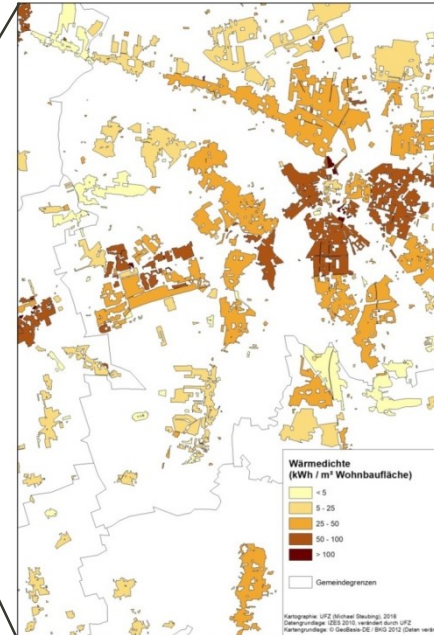
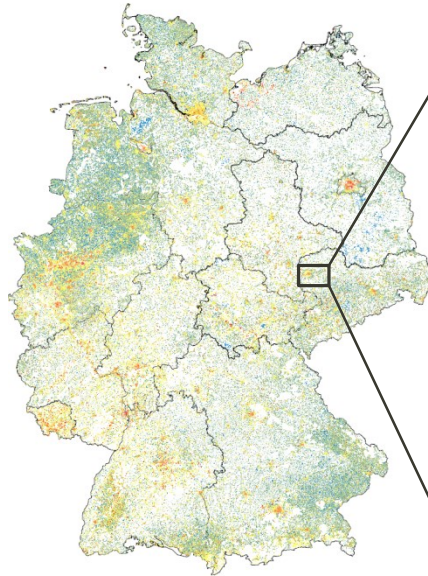
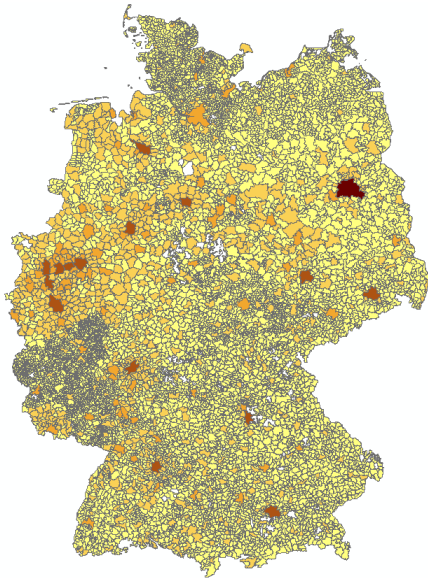
Wärmebedarf auf
Gemeinde-Ebene
(IZES)

Selektion von
Wohnbauflächen

Korrektur durch
Einwohnerzahlen

Klassifizierter
Wärmebedarf auf
Wohnbauflächen-
Ebene

Auswahl von
Flächen mit
Wärmdichte >
50 kWh/m²



Wärmeabsatzpotenzial

Große Einzelabnehmer

- Objekte mit besonderer Eignung als Einzelabnehmer für Wärme
 - Schulen, Krankenhäuser, Freibäder, gewerbl. Gewächshäuser
- Ca. 57.000 Einzelobjekte, ermittelt aus ATKIS, POI-Datensatz und OpenStreetMap
- Ermittlung des Wärmebedarfs über objektspezifische Kennwerte

Typ	Anzahl	Bezugsgröße	Wärmebedarf (kWh*a / Bezugsgröße)
Schule	33.577	Schüler	Ø 542
Krankenhaus	4.108	Betten	Ø 27.320
Freibad	4.803	m ² Wasserfläche	Ø 435
Gewächshaus	14.868	m ²	Ø 103

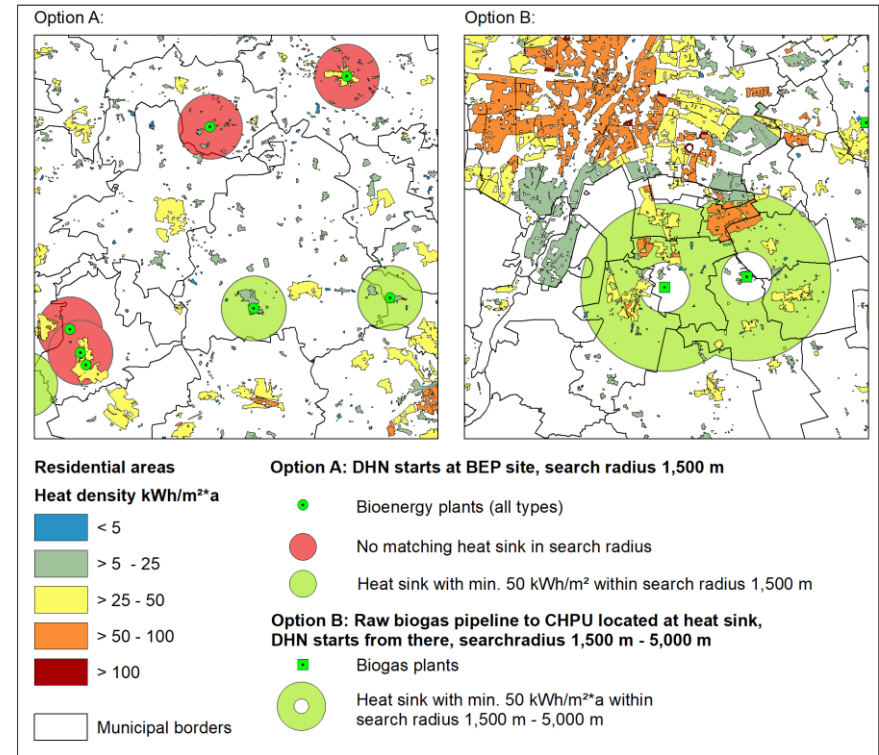


Quelle: Bild oben links & rechts: unsplash.com; Bild unten links: pixabay.com; Bild unten rechts: pexels.com

Wärmeabsatzpotenzial

Betrachtete Nahwärmenetzoptionen

- Bedingung für Nahwärmenetz: Wärmedichte der Wärmesenke mind. 50 kWh/m²
- Ausschluss von Wärmesenken mit zu geringem Wärmebedarf
- Zwei untersuchte Nahwärmenetzoptionen:
 - **Option A: Nahwärmenetz ab Anlage**
 - Anwendbar für alle BEA
 - Suchradius für Wärmesenke: 1.500 m
 - **Option B: Mikrobiogasleitung + BHKW am Standort der Wärmesenke**
 - Anwendbar nur für Biogasanlagen
 - Suchradius für Wärmesenke: 1.500 - 5.000 m
- Keine Informationen, ob bereits ein Nahwärmenetz vorhanden ist



Steubing et al. (2019): „Bioenergy plants’ potential for contributing to heat generation in Germany” (in: ESSO, accepted)

Wärmeabsatzpotenzial

Ergebnisse I: Eignung von Wohn-, Industrie-, und Gewerbeflächen für Nahwärme

		Wohnbauflächen						Eignung für Nahwärmenetz ($> 50 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\text{a}$)	
Wärmedichte ($\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\text{a}$)		< 5	> 5-25	> 25-50	> 50-100	> 100	Total	Anzahl	%
Anzahl	Objekte	93.738	327.011	107.322	25.718	12.669	566.458	38.387	6,8
je Klasse									
		Industrie- / Gewerbeflächen						Eignung für Nahwärmenetz ($> 50 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\text{a}$)	
Wärmedichte ($\text{kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\text{a}$)		< 25	> 25-50	> 50-100	> 100-200	> 200	Total	Anzahl	%
Anzahl	Objekte	3.291	6.847	19.086	33.670	43.918	106.811	96.674	90,5
je Klasse									

Quelle: Steubing et al. (2019): „Bioenergy plants’ potential for contributing to heat generation in Germany” (accepted)

Wärmeabsatzpotenzial

Ergebnisse II: Anlagen mit Wärmesenken je Kategorie

Wärmesenken der Kategorie...			Anzahl Anlagen, die diese Wärmesenken bedienen könnten
Wohnen	GHD / Industrie	gr. Einzelabnehmer	
			508
			1.033
			178
			710
			793
			3.541
			617
Summe Wohnen			2.429
Summe GHD / Industrie			5.875
Summe gr. Einzelabnehmer			2.096

Wärmeabsatzpotenzial

Ergebnisse III: Anlagenzahl und Absatzpotenzial je Kategorie

	Wohnen	GHD / Industrie	gr. Einzelabnehmer	Total
Untersuchte BEA				14.236
BEA ohne geeignete Wärmesenke in max. 5.000 m Entfernung				6.853
BEA mit geeigneter Wärmesenke in max. 5.000 m Entfernung				7.383
Option A	1.435	4.993	1.916	--
Option B	994	882	180	--
Total	2.429	5.875	2.096	--
Wärmeabsatzpotenzial [TWh_{th}/a]				
Option A	34,99	94,05	1,23	130,27
Option B	11,16	11,89	0,29	23,34
Total	46,15	105,94	1,52	153,61

Quelle: Steubing et al. (2019): „Bioenergy plants’ potential for contributing to heat generation in Germany” (in: ESSO, accepted)

Biomethaneinspeisung

Ziel:

- Identifikation der Anlagen, die über einen Zusammenschluss gemeinsam Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen könnten
- Bestimmung des auf diese Weise einspeisbaren Gesamtpotenzials an Biomethan

Idee zum Geschäftsfeld:

- Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanproduktion
- Ausnutzung von Skaleneffekten bei der benötigten Infrastruktur

Voraussetzung:

- Günstige Standortfaktoren (Lage untereinander und zum Gasnetz) der Anlagen müssen gegeben sein



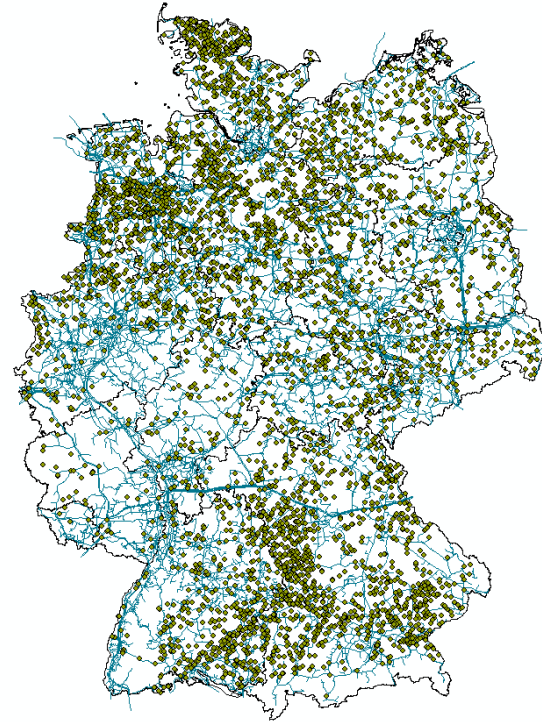
Biogasaufbereitungsanlage. Foto: Fraunhofer IWES / M.Beil

Biomethaneinspeisung

Identifikation der Cluster und des Gesamtpotenzials

Ermittlung der Biomethan-Cluster

- 1) Auswahl aller BGA mit mind. 375 kW_{el} inst. Leistung
- 2) Definition von Einspeisepunkten
- 3) Zuordnung der Anlagen zu den Einspeisepunkten
- 4) Auswahl der Cluster mit P_{inst} ≥ 5 MW_{el}



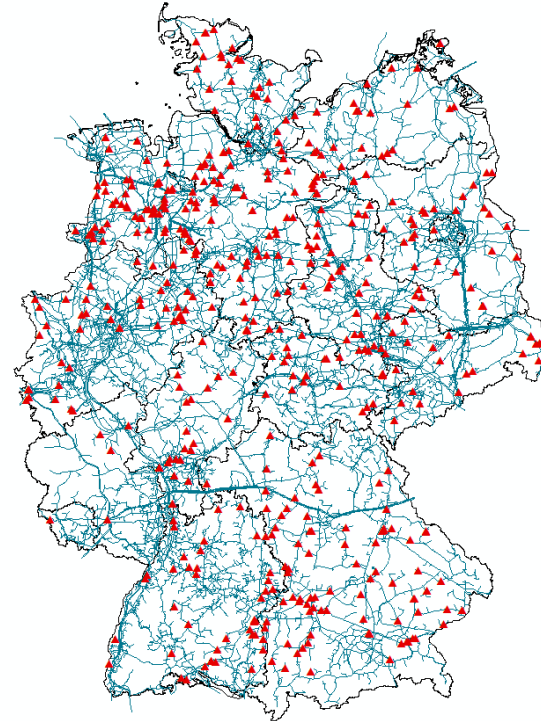
Quelle: UFZ 2019

Biomethaneinspeisung

Identifikation der Cluster und des Gesamtpotenzials

Ermittlung der Biomethan-Cluster

- 1) Auswahl aller BGA mit mind. $375 \text{ kW}_{\text{el}}$ inst. Leistung
- 2) Definition von Einspeisepunkten:
Standorte bestehender Aufbereitungsanlagen +
150 Anlagen mit kürzester Entfernung zum
Gasnetz
- 1) Zuordnung der Anlagen zu den
Einspeisepunkten
- 2) Auswahl der Cluster mit $P_{\text{inst}} \geq 5 \text{ MW}_{\text{el}}$

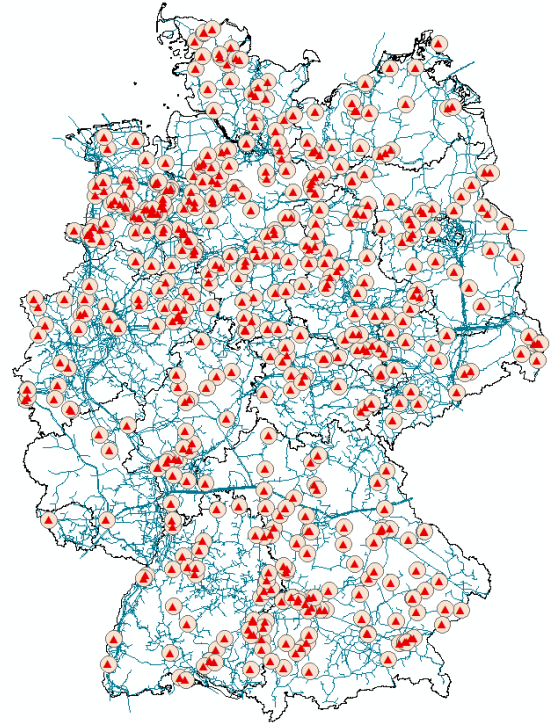


Biomethaneinspeisung

Identifikation der Cluster und des Gesamtpotenzials

Ermittlung der Biomethan-Cluster

- 1) Auswahl aller BGA mit mind. 375 kW_{el} inst. Leistung
 - 2) Definition von Einspeisepunkten
 - 3) Zuordnung der Anlagen zu den Einspeisepunkten:
Alle BGA im 10 km-Radius um Einspeisepunkt
- 1) Auswahl der Cluster mit P_{inst} ≥ 5 MW_{el}

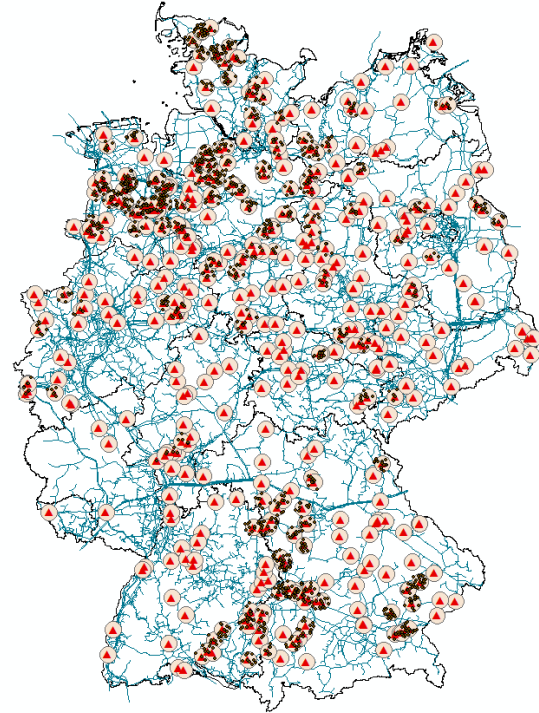


Biomethaneinspeisung

Identifikation der Cluster und des Gesamtpotenzials

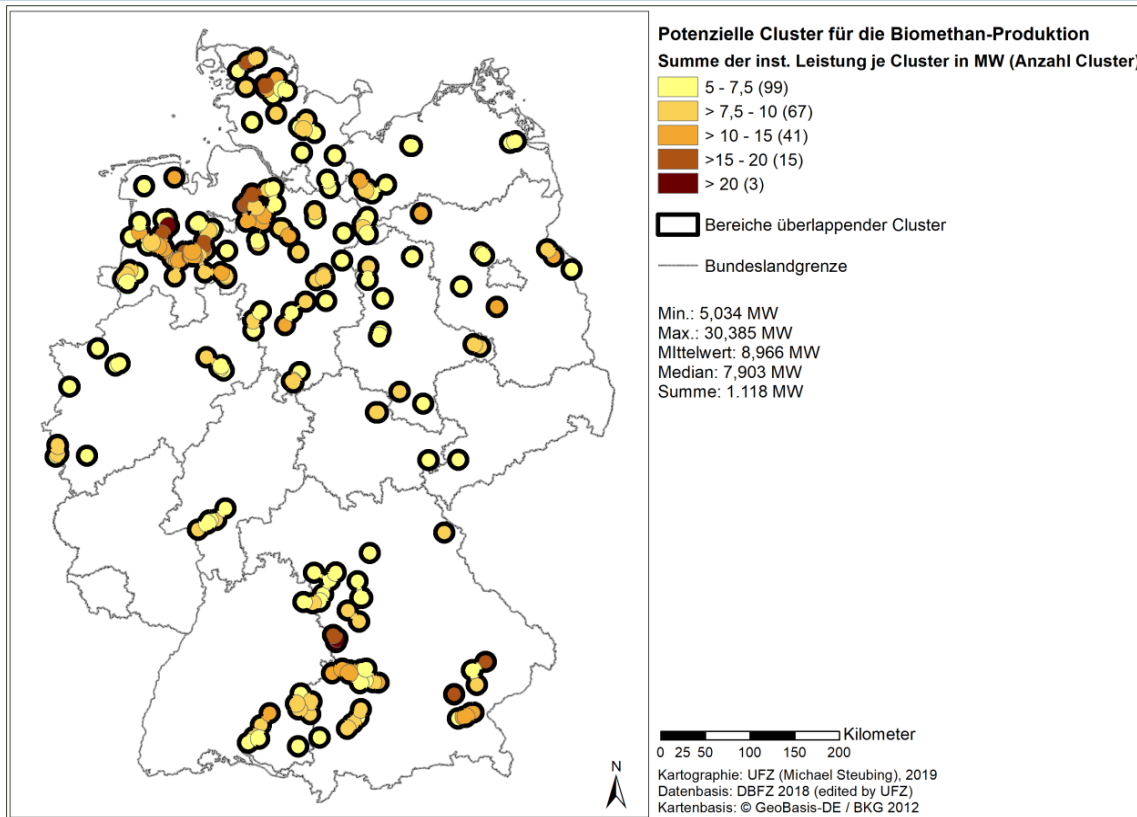
Ermittlung der Biomethan-Cluster

- 1) Auswahl aller BGA mit mind. 375 kW_{el} inst. Leistung
- 2) Definition von Einspeisepunkten
- 3) Zuordnung der Anlagen zu den Einspeisepunkten
- 4) Auswahl der Cluster mit $P_{\text{inst}} \geq 5 \text{ MW}_{\text{el}}$



Biomethaneinspeisung

Ergebnisse I: Gesamtleistung und räumliche Verteilung

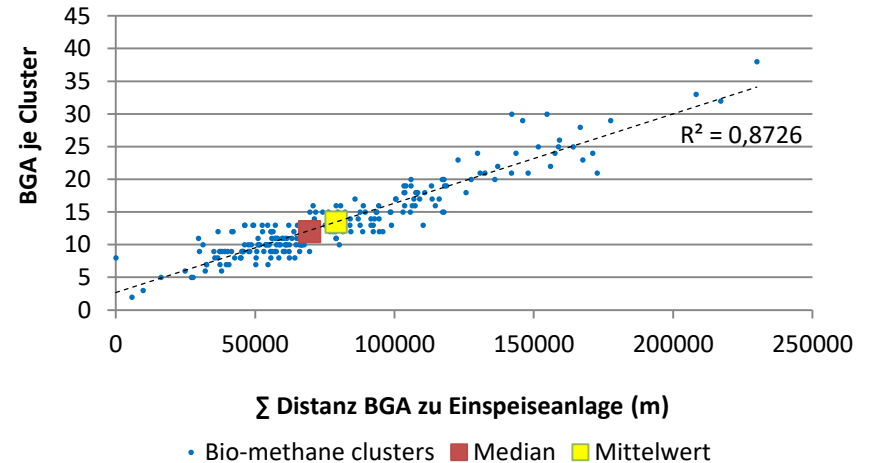
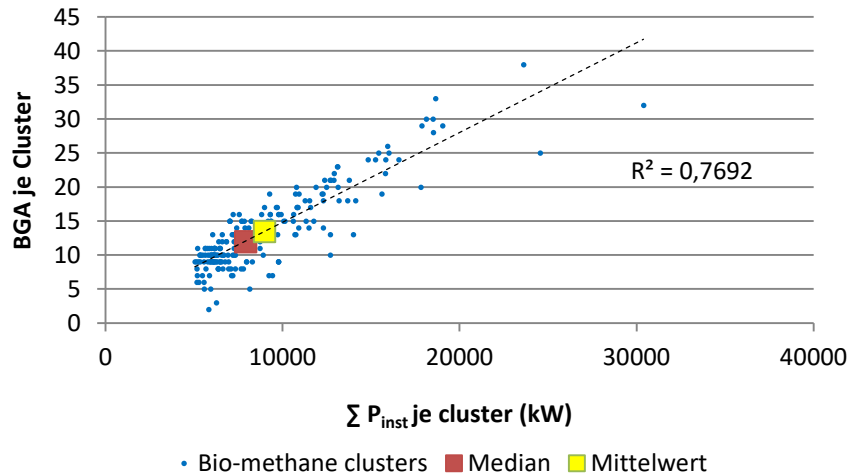


- 1.683 Biogasanlagen in 225 Clustern
- 67 größere Bereiche teils überlappender Cluster
- Häufung in NW-Deutschland (NI) und mittleres Süd-Deutschland
- Kombinierte inst. Leistung: 1,12 GW
- ~ 2,5 Mrd. Nm³/a Biomethan

Biomethaneinspeisung

Ergebnisse II: Beschreibung der Cluster

- Anlagenzahl: 2 - 38
- Leistung: 5 - 30 MW
- Leitungslänge (sternförmig, Luftlinie): 5.754 m - 230.000m

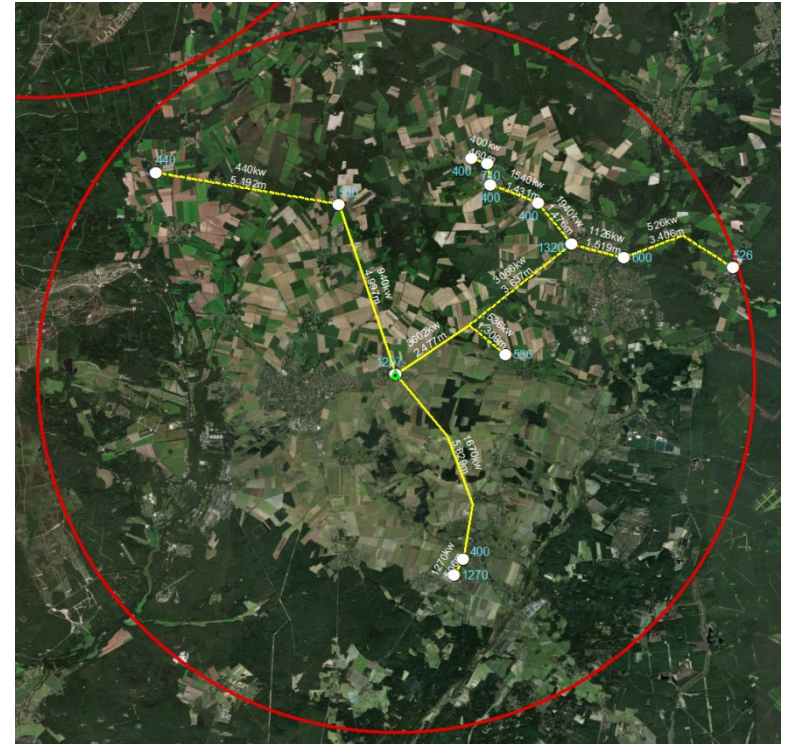


Biomethaneinspeisung

Ergebnisse III: Standard-Cluster

- Sehr heterogene Zusammensetzung der Cluster bezüglich Anlagenzahl, Leitungslänge, Leistung...
- Auswertungen von Stichproben zeigen deutlich kürzere „echte“ Trassenverläufe
- Aber: topographische Bedingungen blieben in dieser Analyse unberücksichtigt
- Standard-Cluster:

Kriterium	Mittelwert	Median
Anzahl BGA	13	12
Kombinierte inst. Leistung (kW_{el})	8.966	7.903
Leitungslänge – sternförmig (m)	78.972	69.507
Leitungslänge – gemessen (m)	35.537	33.363



Quelle: UFZ 2019

- Die Ergebnisse der räumlichen Infrastrukturanalyse zeigen:
 - Nur ca. 50 % aller Bioenergieanlagen befinden sich in geeigneter Entfernung zu einer passenden Wärmesenke.
 - Das Absatzpotenzial (Wärmebedarf) im direkten Umfeld der Anlagen übersteigt deren Lieferkapazität teilweise um ein Vielfaches.
 - Die Option, zur gemeinsamen Biomethanproduktion/-einspeisung in einem Cluster besteht für ca. 20 % der Biogasanlagen.
- Aus räumlicher Sicht können auch Überschneidungen möglich
- Die Erschließung der Geschäftsfelder Wärme und Biomethan wird also durch die physischen Standorte der Anlagen stark limitiert.
- Bei geeigneten Bedingungen vor Ort können trotzdem beide Geschäftsfelder (Wärme oder Biomethan) wirtschaftlich sein.

**Vielen Dank für die
Aufmerksamkeit!**

Michael Steubing

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ

Department Bioenergie

michael.steubing@ufz.de

+ 49 341 - 2434 594

Permoser Straße 15

04318 Leipzig



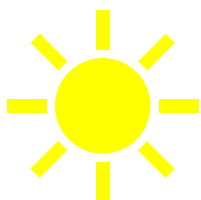
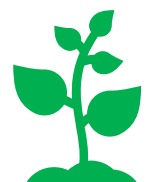
Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

**HOCHSCHULE
NORDHAUSEN**
University of Applied Sciences



LEUPHANA
UNIVERSITÄT LÜNEBURG

GFNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



■ Energiebedarf ■ Biomasseangebot ■ Sonne/Temperatur

Saisonale Flexibilisierung – Ein Konzept für den Weiterbetrieb von Anlagen mit Wärme- netzanbindung?

Berlin, 19. Februar 2020

Joshua
Güsewell

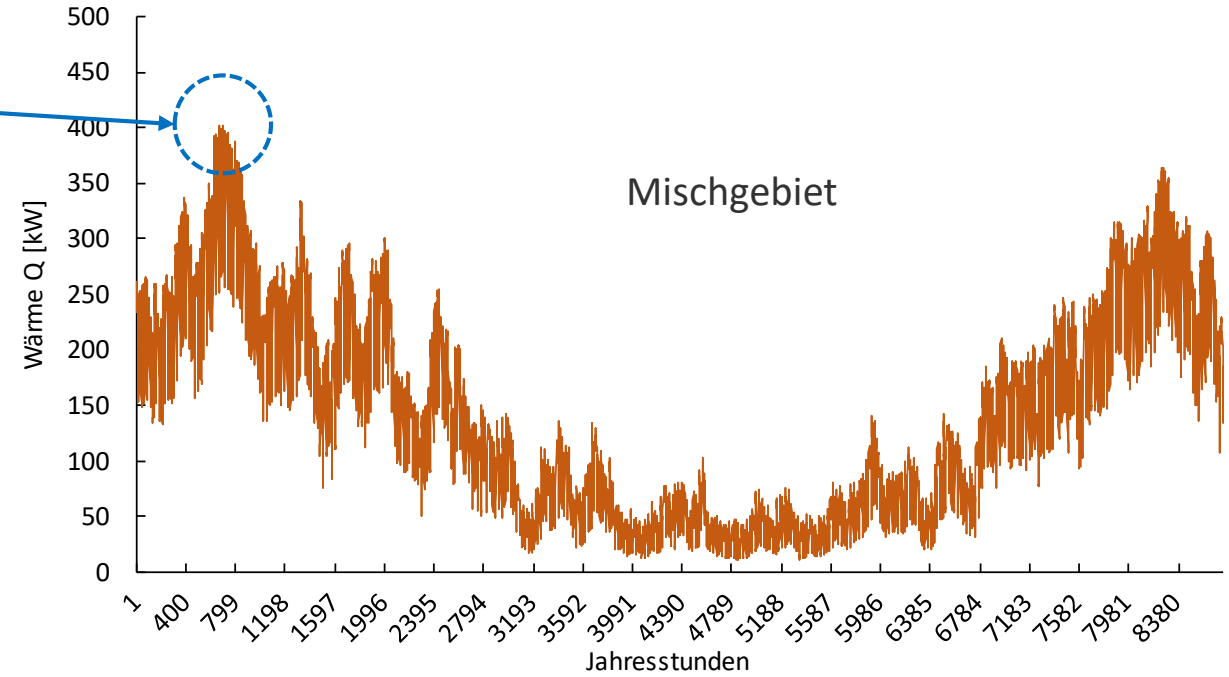
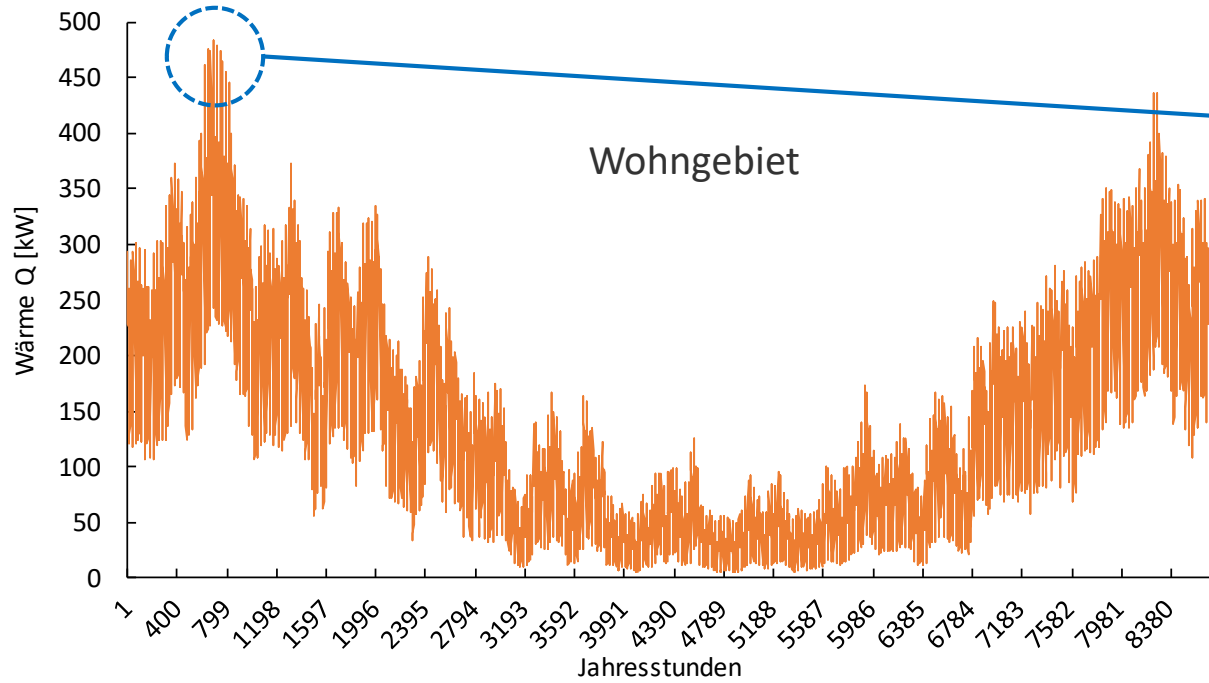
Gliederung

- Hintergrund: Bedarf auf Wärme und Stromseite
- Allgemeines Konzept des saisonalen Betriebs
- Methodik und Untersuchungsrahmen
- Ergebnisse:
 - Produktionsprofile Wärme und BHKW
 - Vergleich Erlöse Spotmarkt und Flex-Erlöse
 - Gestehungskosten, THG-Emissionen und Wärmenutzungsgrade für verschiedenen BHKW-Varianten
 - Verschiedene Anlagen im Vergleich
 - Sensitivitäten: Überbauung, Wärmepreise und Speicherkapazitäten
- Ausblick & Schlussfolgerungen

Hintergrund und Motivation

Saisonale Nachfrage Wärme

Zwei synthetische Lastprofile bei gleicher Wärmemenge

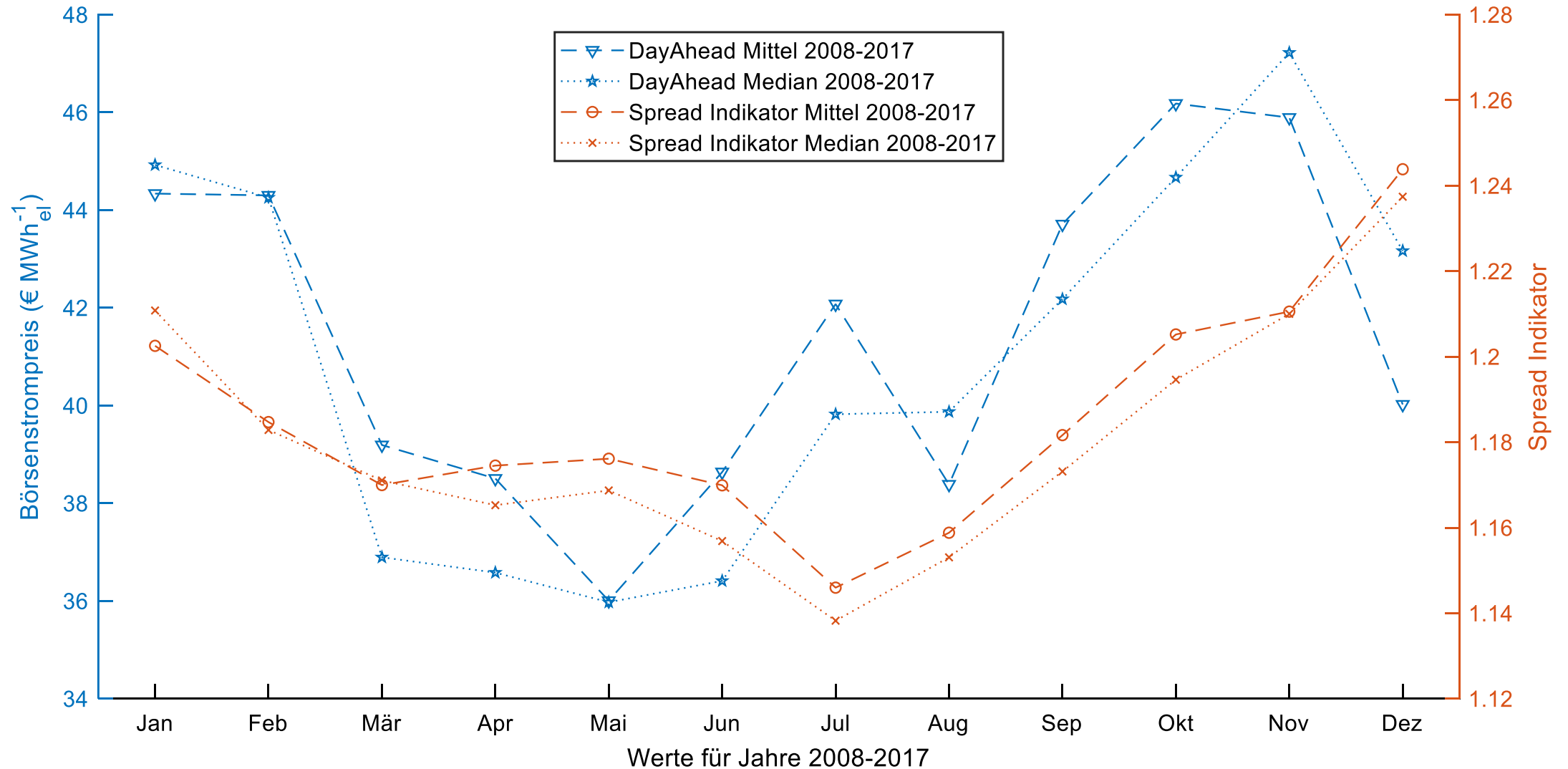


EFH Alt	EFH Neu	MFH Alt	MFH Neu
50%	30%	10%	10%

EFH Alt	EFH Neu	MFH Alt	MFH Neu	Öffentliche Gebäude	Gewerbliche Gebäude
32%	19%	6%	6%	17%	20%

→ Je höher der Raumwärmeanteil und kleinteiliger die Versorgungsaufgabe desto „saisonal“ fällt die Wärmelast aus

Saisonale Nachfrage Strom (DayAhead Markt historisch)

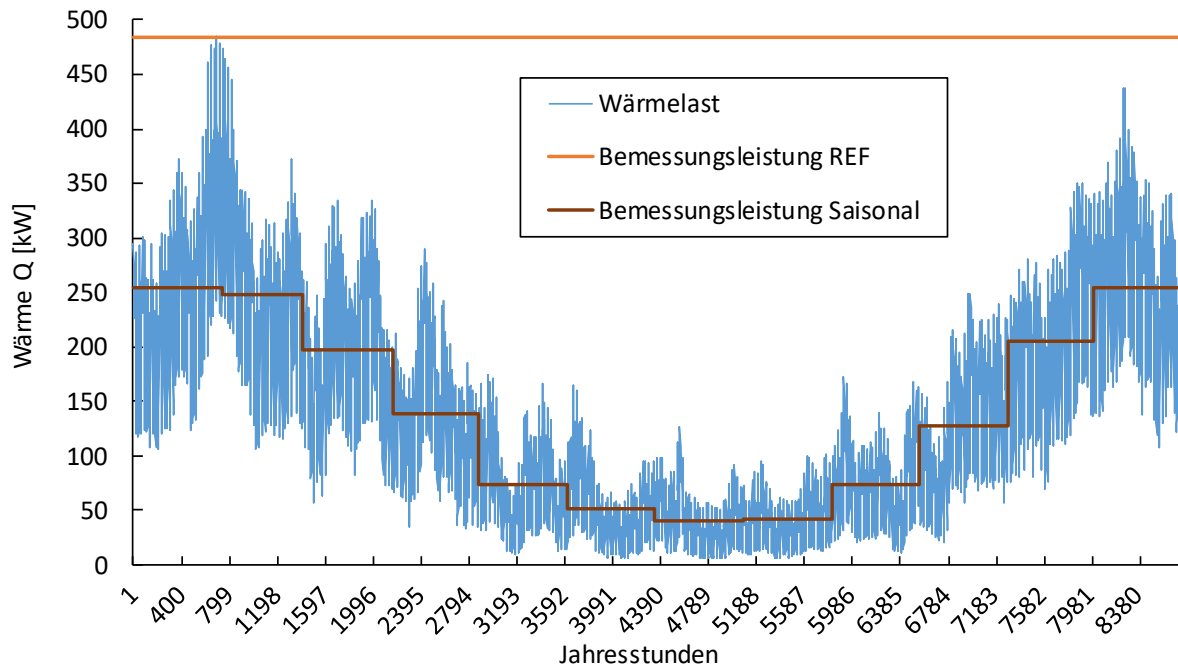


Spread Indikator = Top 12 h Börsenpreis / 24-Mittel (entspricht Monatsmarktwert, da jeweils Monatsmittelwerte)

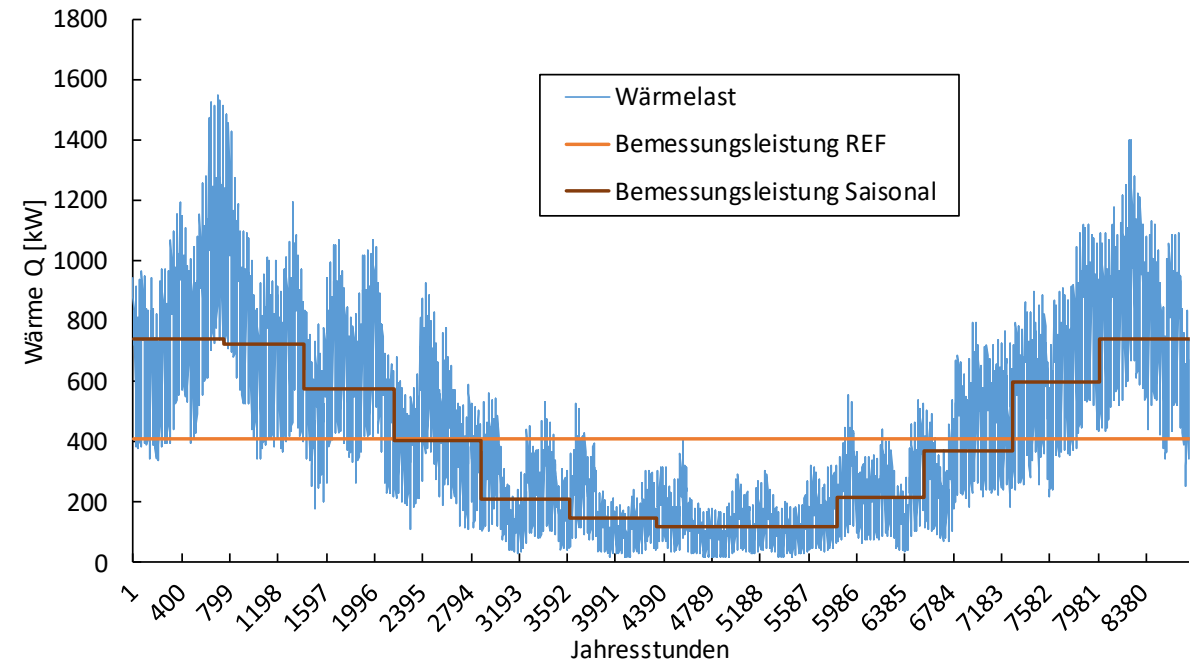
Prinzipielles Konzept und Fälle einer saisonale Flexibilisierung: *Saisonalisierung*

- Anlagen mit Beschränkung der Wärmenutzung durch saisonale Lastganglinie
- Anpassung der Gas- und KWK-Produktion an saisonalen Wärmebedarf durch Verlagerung von Nawaro-Einsatz in die Wintermonate, im Sommer Gülle oder Substrate mit hoher Verweilzeit
- Saisonal Wärmegeführt – Tageszeitlich Stromgeführt durch Zubau an BHKW Kapazität (Überbauung)

Fall1: Reduktion Bemessungsleistung



Fall2: Verschiebung Bemessungsleistung von Sommer in Winter (bis zur Raumbelastungsgrenze)



Erhoffte Vorteile / Auswirkungen und BHKW Varianten

Erwartete Vorteile / Auswirkungen

- Steigerung der Wärmenutzungsgrade und spez. Wärmeerlöse
- Steigende Erlöse in der Direktvermarktung an der Strombörse (Flex-Erlöse)
- Einsparung an Substrat, z.B. auch um Maisdeckel einzuhalten
- Weniger Gärrest im Sommer → ggf. weniger Emissionen bei offener Lagerung

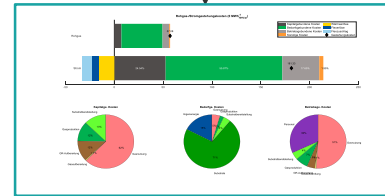
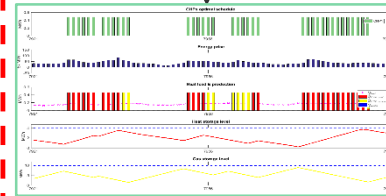
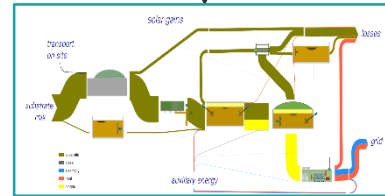
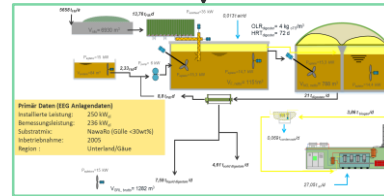
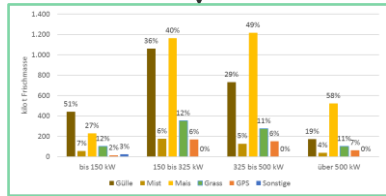
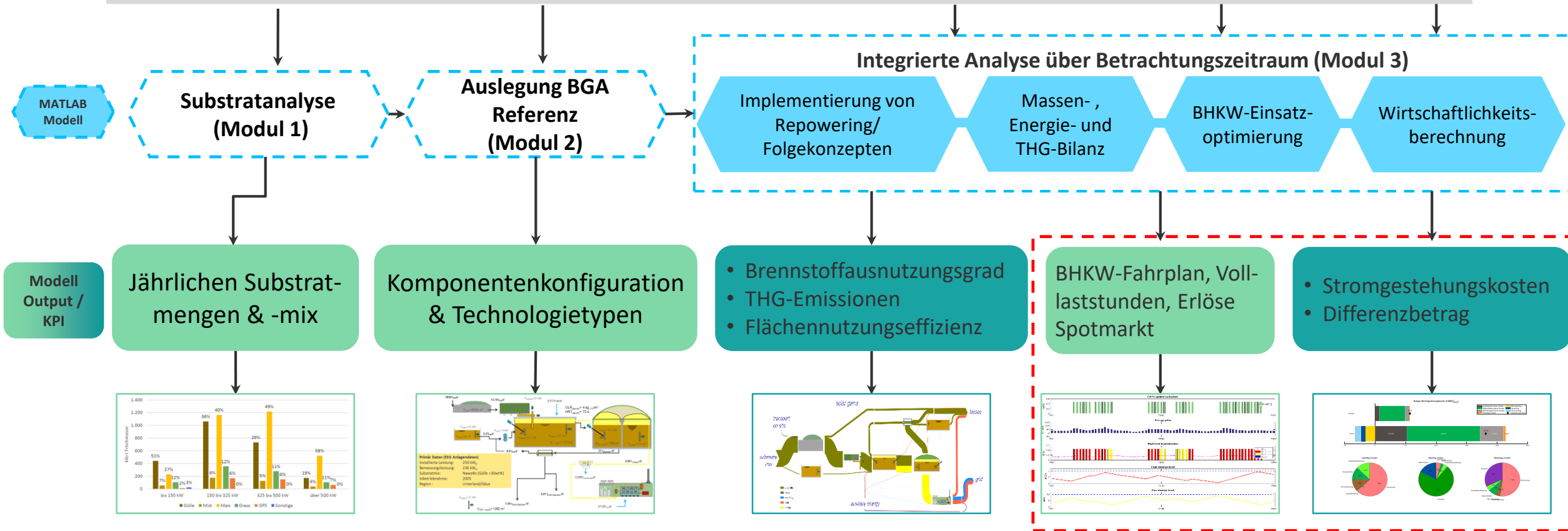
Mögliche Flexibilisierungs-Varianten

- Zubau installierte Leistung durch ein einzelnes, großes BHKW
- Zubau installierte Leistung durch zwei unterschiedliche neue BHKW, mit unterschiedliche Auslegungsvarianten der Größe zueinander z.B. 1:1 oder 1:2
- Bestands-BHKW mit Restlaufzeit bleibt bestehen plus Zubau eines neuen BHKWs bis zur Erfüllung des jeweiligen Überbauungsgrades
 - Alles in Kombination mit unterschiedlichen Überbauungsgrade

Methodik und Untersuchungsrahmen

Vorgehen und Modell Illustration

Modell Input Daten zu EEG, Substrat, Regionale Anlagenparameter, Strompreise, Szenarioparameter



Ausgewählte Beispielanlagen im Ausgangszustand (1. EEG Periode)

ID	Inbetriebnahme-jahr/ Start 2. EEG Periode	Installierte Leistung [kW _{el}]	Bemessungsleistung [kW _{el}]	Substratmix			GRL Abdeckung	Verweilzeit [d]	Gas-speicher-kapazität [h]	Prozess-wärme-bedarf [%]	Externer Wärmebedarf [MWh]	
				Gülle [%]	Mais* [%]	Weitere* [%]					Fall 1	Fall2
BGP1	2006/2026	500	441	39.8	41.3	19.9	offen	110	4	13	1,328	3,822
BGP2	2006/2026	120	100	57.3	26.8	15.9	offen	129	6.3	25.5	315	1,120
BGP3	2010/2030	205	200	47.9	31.9	20.2	offen	132	6.2	18.9	635	2,195
BGP4	2005/2025	1,040	599	13.6	50.4	36	gasdicht	187	6.8	5	2,060	5,993

* Maisdeckel = Maissilage, Getreidekorn; ** Weitere = Grassilage, GPS, usw.

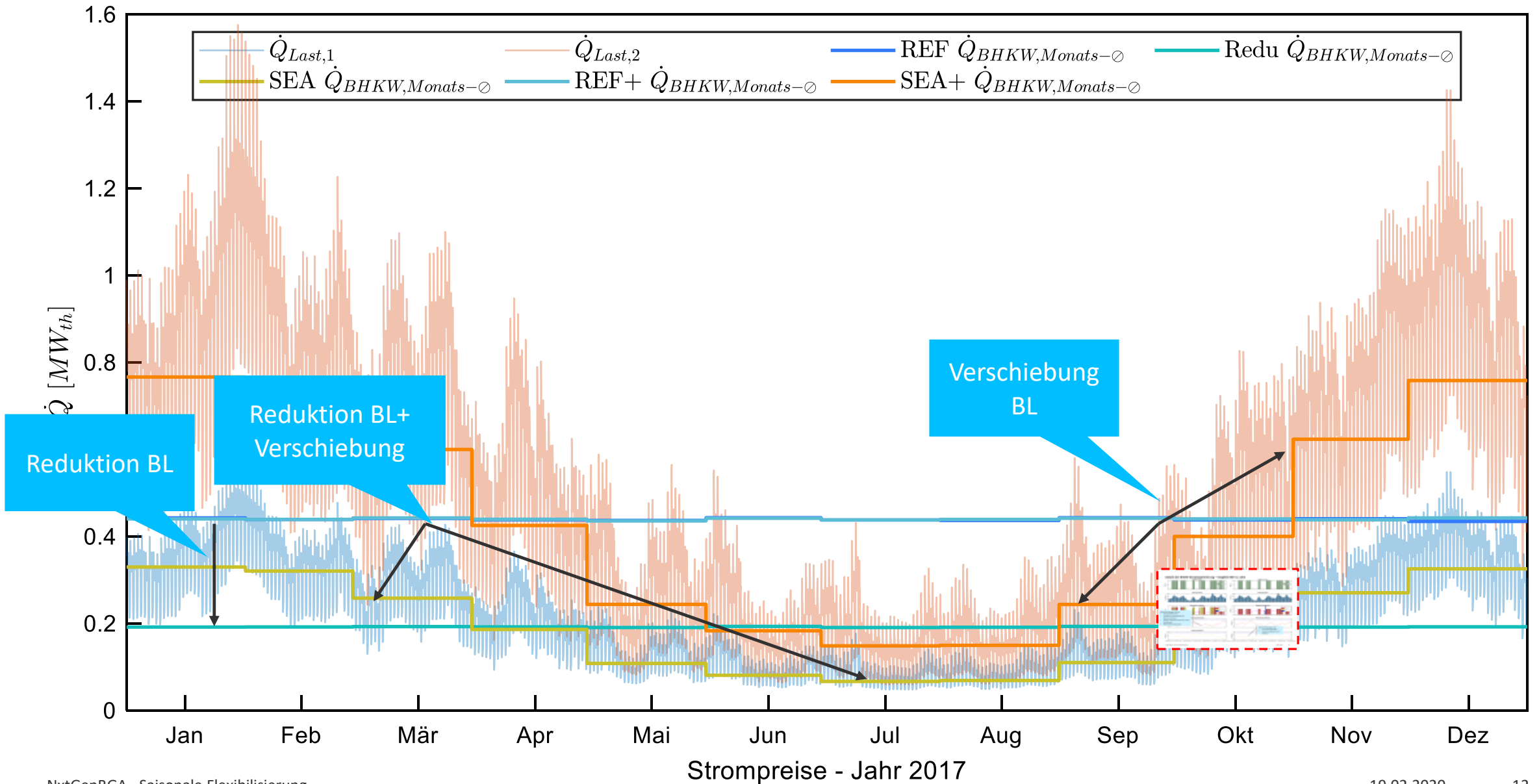
- BGA im Ausgangszustand werden mit zwei verschiedenen Wärmelastfällen kombiniert (unterschiedlichen Menge bei gleichem Profil)
- Fall 1: Wärme wird vollständig mit der BGA gedeckt, da maximale Wärmelast die BHKW Produktion nicht übersteigt
 - Fall 2: Wärme wird nur anteilig aus BGA gedeckt, da maximale Wärmelast die BHKW Produktion übersteigt. Ein zusätzlicher Heizkessel wird benötigt.

Saisonale Fahrweise – Untersuchungsfälle anhand BGA1

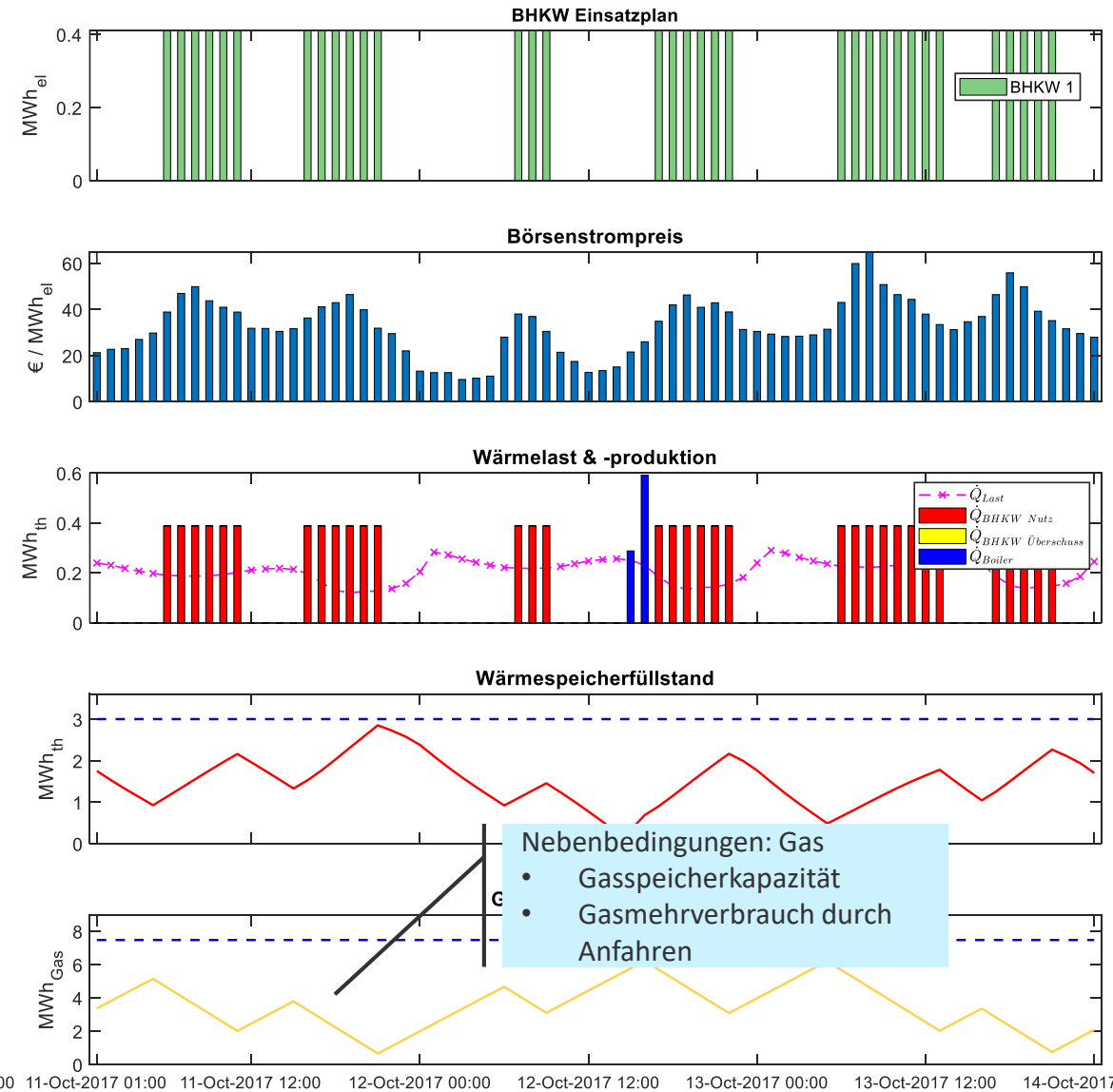
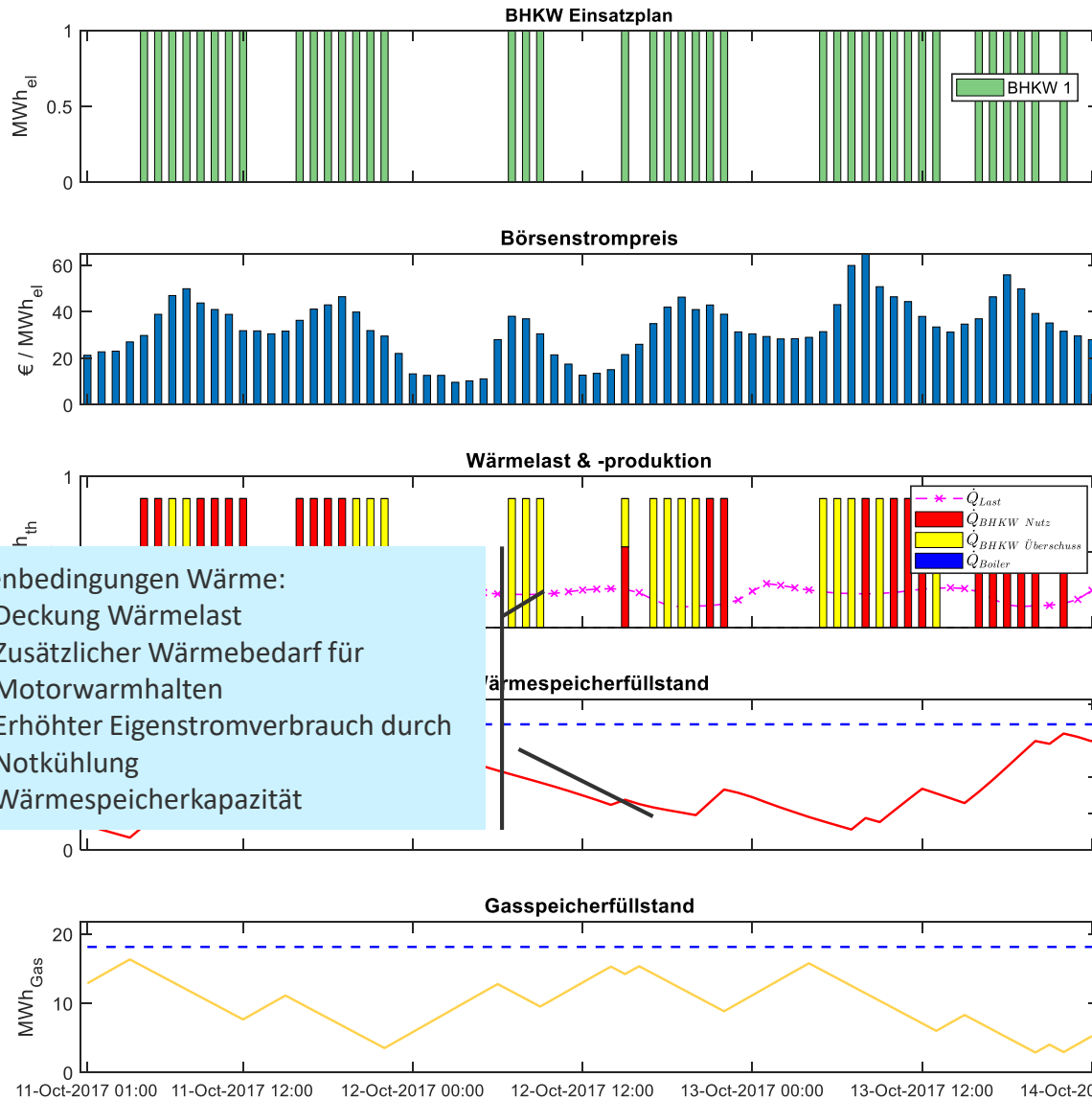
Parameter	Einheit	Referenz (REF)	Reduktion (Redu)	Saisonal (SEA)	Referenz + mehr Wärmebedarf (REF+)	Saisonal + mehr Wärmebedarf (SEA+)	
Bemessungsleistung	kW _{el}	501.1	197.9	198.2	500.7	501.5	
Installierte Leistung	kW _{el}	997	412	412	997	997	
Überbauung (Auslegung)	-			2			
Inputs	Speicherkapazität (Gas und Wärme)	h		15.65			
	Anpassung Substratmix	-	Unverändert	Reduktion Nawaro um 67%	Unverändert		
	Substratmix	%	Gülle 39.8% Nawaro 60.2%	Gülle 66.7% Nawaro 33.3%	Gülle 39.8% Nawaro 60.2%		
Externe Wärmebedarf	MWh		1,328 (Fall1)		3,822 (Fall2)		
Interner Wärmebedarf	MWh	539	436	435	534	537	
BHKW Wärmenutzung	MWh	1,866	1,292	1,623	3,006	3,785	
Ergebnisse	Brutto Wärmenutzungsgrad	%	48.42	77.1	96.61	78	98.03
	Anteil Heizkessel am Gesamtwärmebedarf	%	0.03	26.73	7.96	30.98	13.17
	Starts BHKW pro Jahr		645	852	623	655	507
OLR Fermenter System (Min-Max)	kg oTM/ d*m ³	2.28	1.05	0.36-1.8	2.28	0.77-3.96	

- Im Redu & SEA Fall werden Nawaro reduziert, somit sinkt die Bemessungsleistung um ca. 60%
- Raumbelastung bleiben auch im Winter im Rahmen, da Ausgangsniveau relativ gering (Maximum bei SEA+ von knapp 4)
- Saisonale Fahrweise ermöglicht fast vollständige Wärmenutzung, reduziert ungenutzte Wärme bzw. zusätzlichen Heizkesselbedarf
- BHKW taktet in saisonaler Fahrweise weniger

Saisonale Fahrweise im Jahresverlauf



Details der BHKW-Einsatzoptimierung – Vergleich REF vs. SAIS



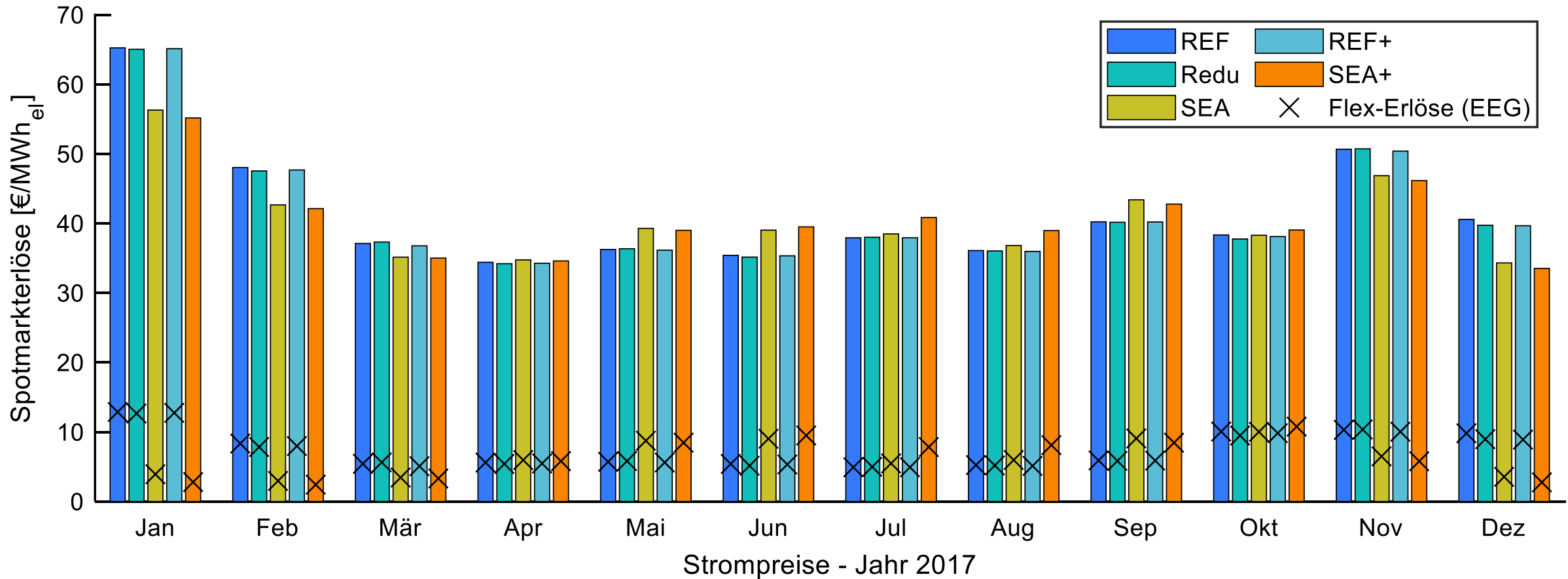
Nebenbedingungen Wärme:

- Deckung Wärmelast
- Zusätzlicher Wärmebedarf für Motorwarmhalten
- Erhöhter Eigenstromverbrauch durch Notkühlung
- Wärmespeicherkapazität

Nebenbedingungen: Gas

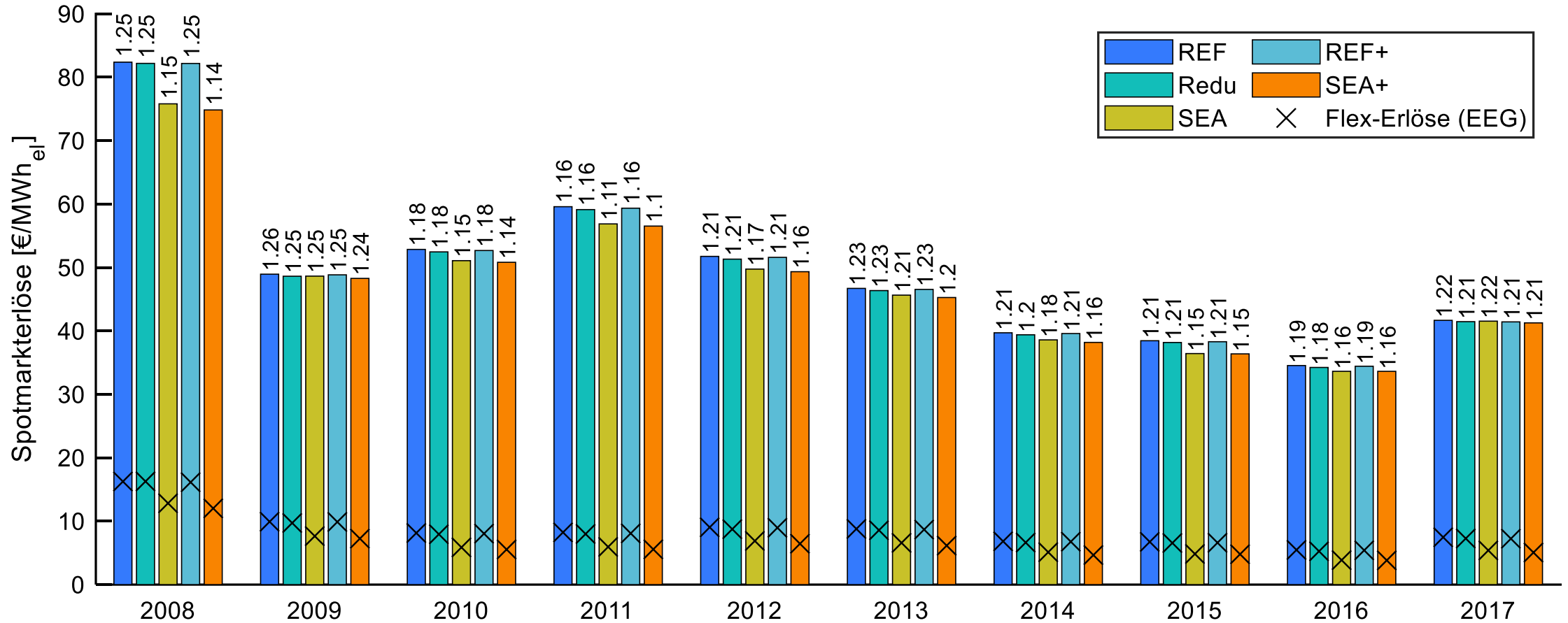
- Gasspeicherkapazität
- Gasmehrverbrauch durch Anfahren

Vergleich der Spotmarkerlöse im Jahresverlauf



- Saisonale Fahrweise: Flexibilität im Winter niedrig, im Sommer hoch → Erfordert höhere Überbauung für Wintermonate
- Größe der Anlage für spezifischen Erlöse nicht entscheidend (Vergleich REF vs Redu oder auch SEA vs SEA+)
- Marktwertfaktor (Spezifischer Erlös im Verhältnis zum Marktmittel) bei 1.21/1.22

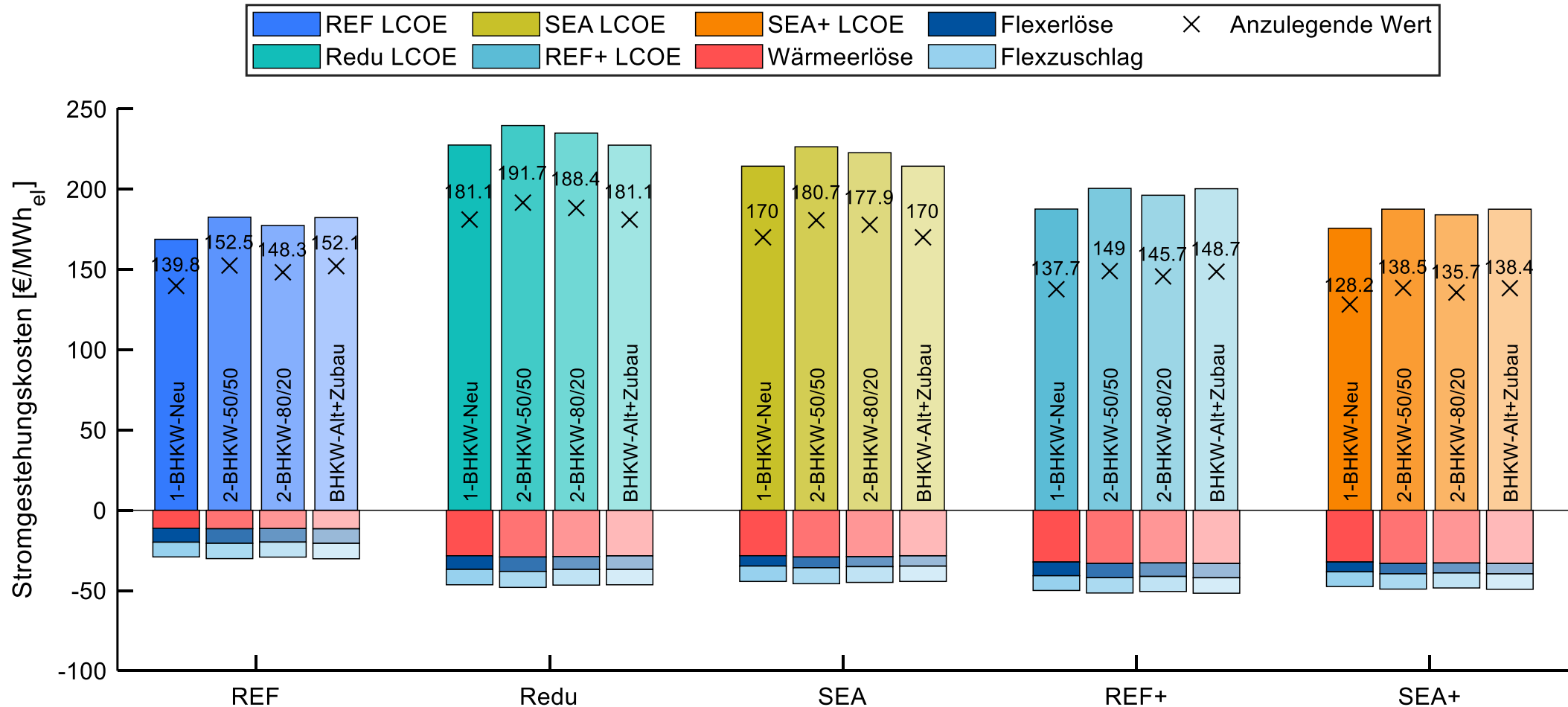
Jährliche Spotmarkterlöse und Marktwertfaktoren (historisch)



- Im Jahresverlauf gleichen sich die Sommer/Winter Unterschiede zum Teil aus, Nicht-Saisonal erzielt jedoch höhere Marktwertfaktoren
Theoretische, historische Erlöse (absolut & Flex-EEG) um das Ende der 10er Jahre deutlich höher
- Historisches Mittel der Marktwertfaktoren reicht von 1,21 (REF, geringste Wärmerestriktion) bis 1,17 (SEA+ höchste Restriktion)

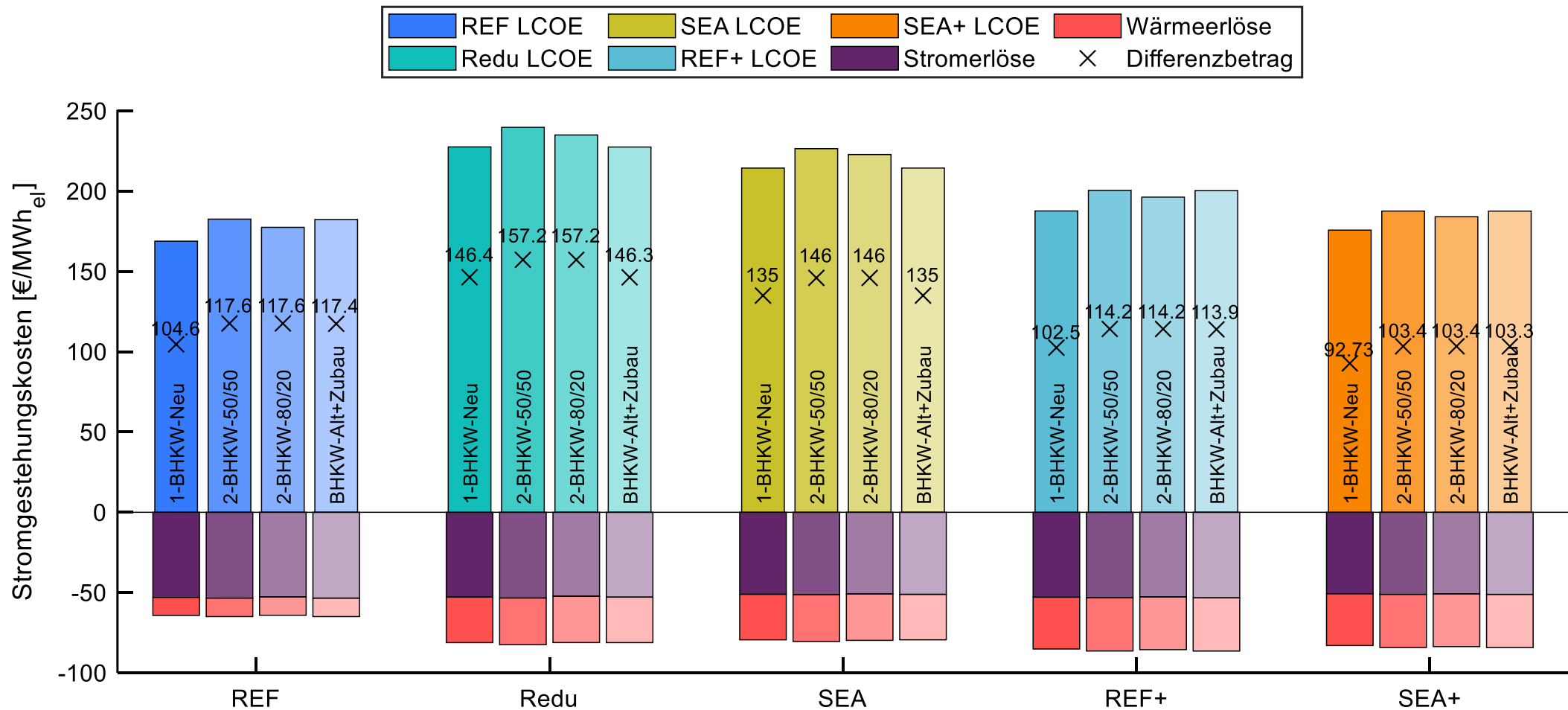
**Vergleich der Konzepte
anhand von Leistungs-
kennzahlen wie LCOE**

Gestehungskosten (LCOE) der saisonalen Fahrweise



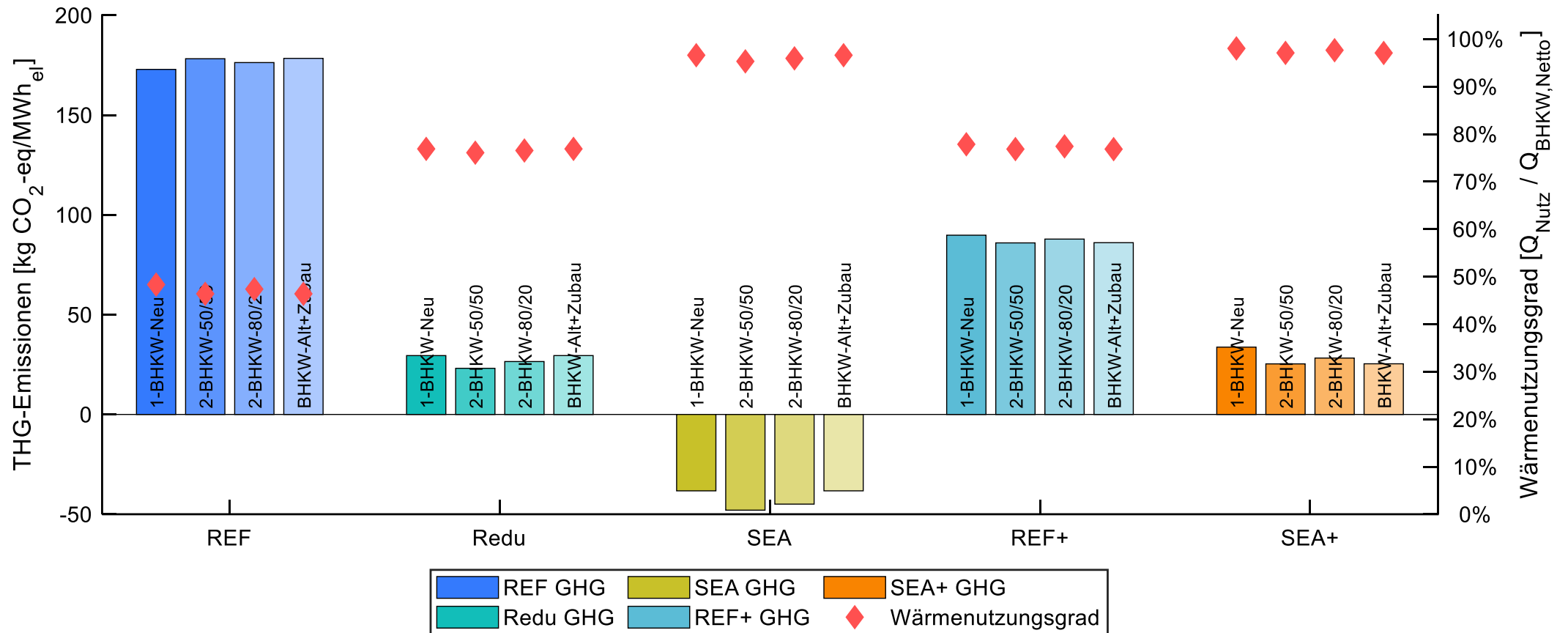
- Saisonale Fahrweise im direkten Vergleich vorteilhaft (Redu/SEA & REF+/SEA+) → „höhere Wärmenutzung schlägt Flexverlust“
- Reduktion der BL nur vorteilhaft, wenn andere Gründe („Maisdeckel“, „GR-Restriktion“, Genehmigung, Investitionshöhe) vorliegen

Differenzbeträge der saisonalen Fahrweise



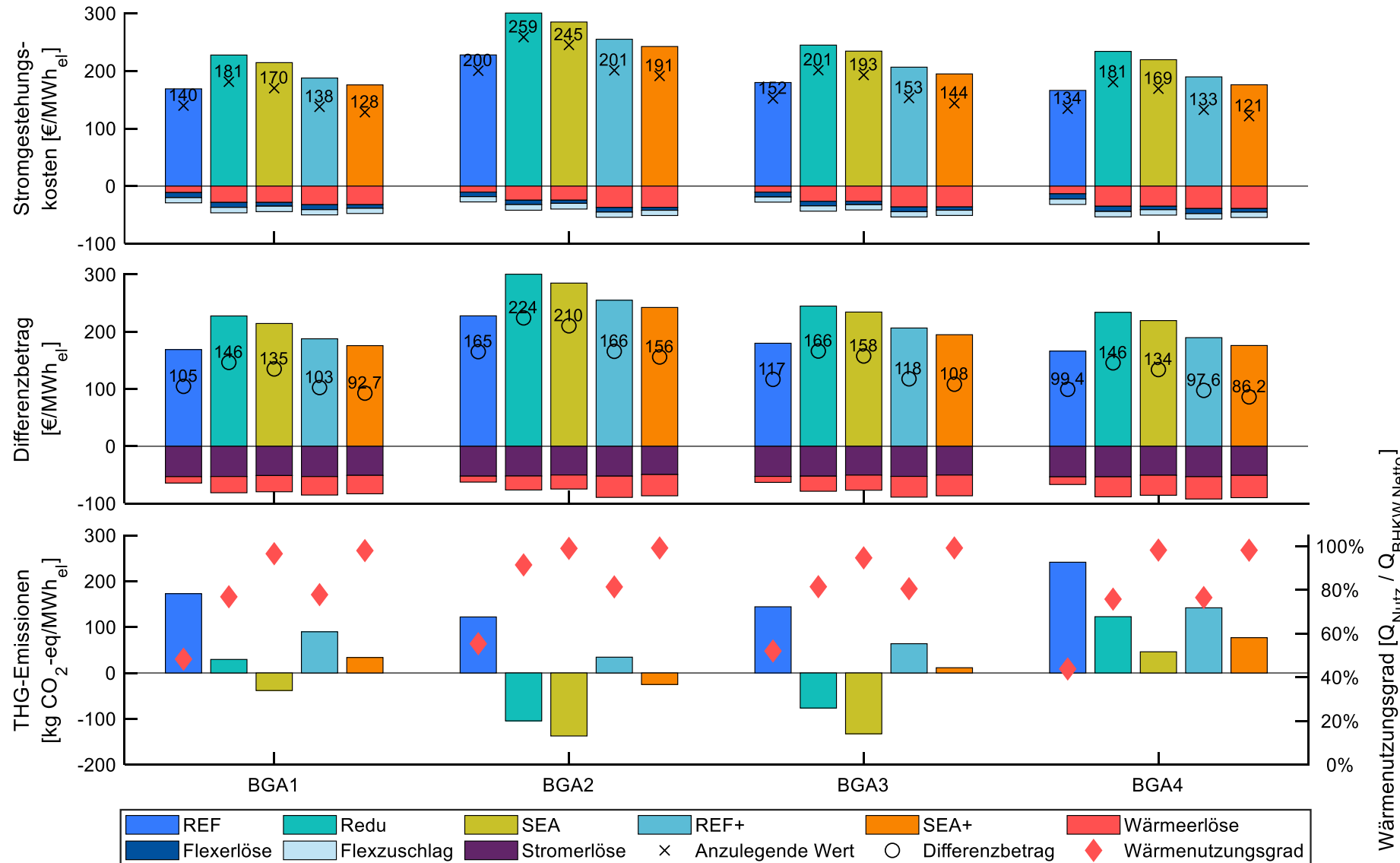
- Kein Konzept/Variante ohne Förderung unter aktuellen Bedingungen wirtschaftlich
- Wie auch bei dem Anlegbaren Wert, saisonale Fahrweise mit ca. 10€/MWh vorteilhaft

Treibhausgasemissionen für saisonale Fahrweise



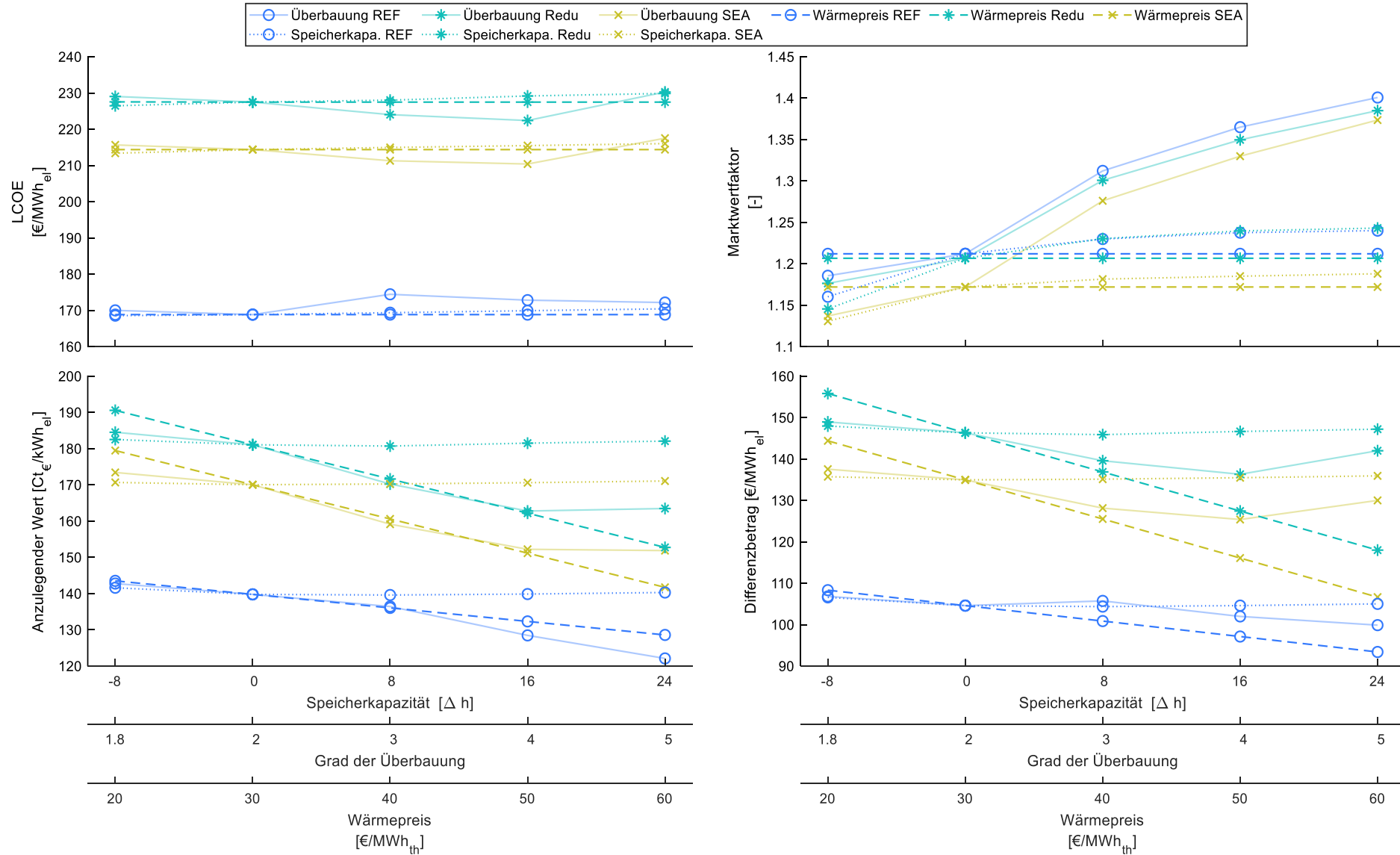
- Steigerung der Wärmenutzung auf 77% (REF+) bzw. 98% (SEA+) reduziert Emissionen um 50% (REF+) bzw. 84% (SEA+)
- Durch zusätzliche Veränderung des Substratmixes (Nawaro-Reduktion) negative Emissionen (SEA) im Bereich -38 bis -48 kg/MWh_{el} möglich

Anlagenvergleich für BHKW Variante 1



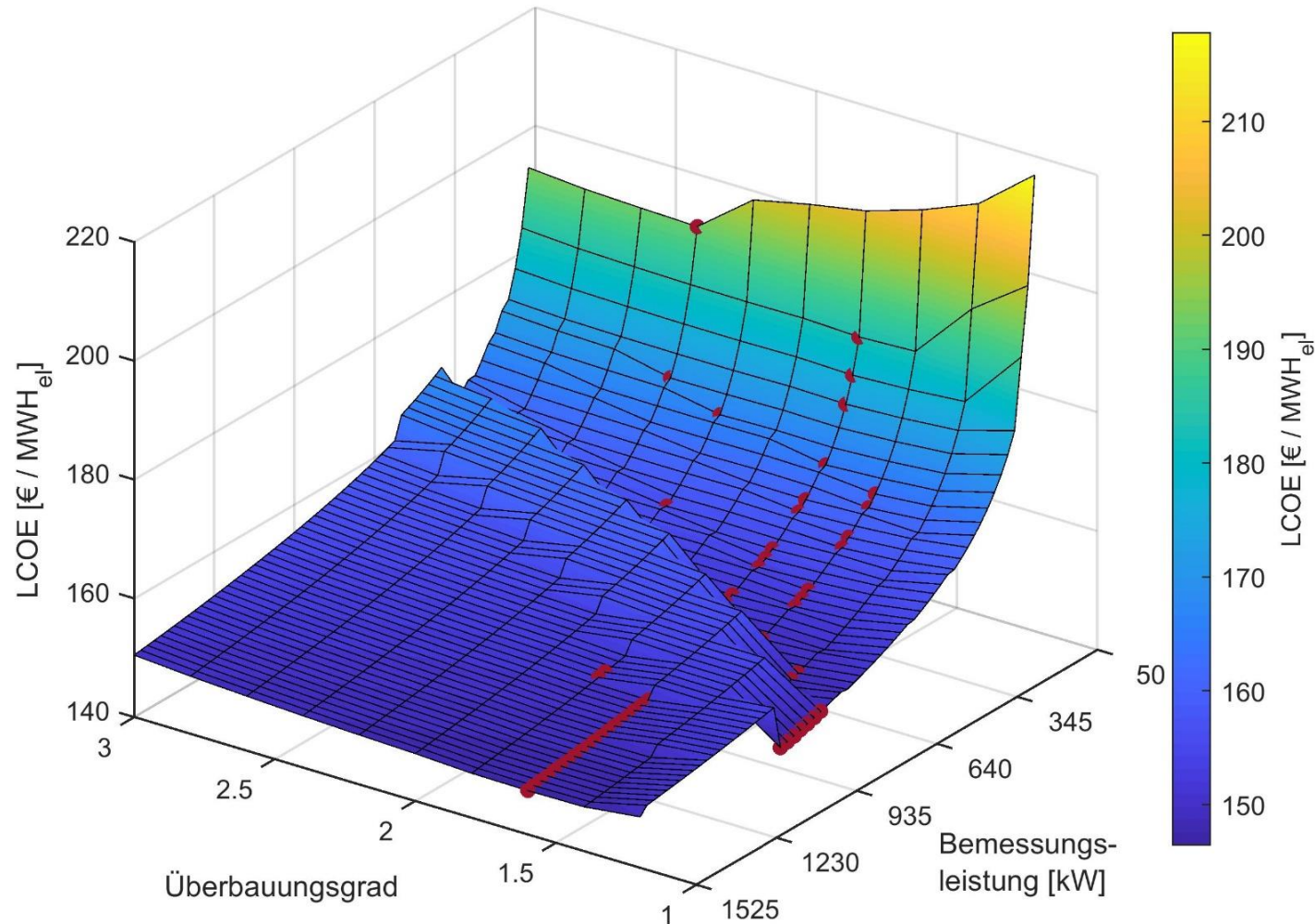
- Ergebnistrends auf alle Anlagen übertragbar → unabhängig von der Größe
- Absolut jedoch deutliche Unterschiede zwischen den Anlagen
- BGA2 z.B. weist zu hohe anlegbare Werte für einen EEG-Anschlussbetrieb auf
- Niedrigster Differenzbetrag für BGA mit 86€/MWh, gleichzeitig aber höchste THG Emissionen

Sensitivitätsanalyse Teil I (BGA1)



- Marktwertfaktoren gleichen sich an (Saisonalität profitiert stärker)
- Gestehungskosten steigen nicht zwingend mit Überbauung, da Skaleneffekte des BHKWs und Gasspeicher-Aspekten (BL Reduktion benötigt weniger zusätzlichen Gasspeicher)
- Wärmepreis wichtigster Faktor für Wirtschaftlichkeit

Skaleneffekte BHKW



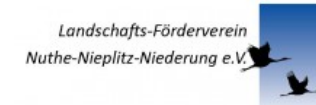
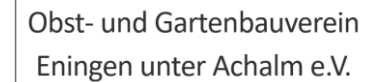
- Fixe Rohgaskosten: 50 €/MWh_{HS}
- Rote Punkte: Minimum LCOE je Bemessungsleistung

- Grundlastanlage nur bei großen BHKWs am kostengünstigsten
- Bei kleinere Anlagen führen Wirkungsgradgewinne durch Überbauung zu günstigeren Anlagen und können den Anteil der variablen Brennstoffkosten reduzieren
- Dieser Effekt wird verstärkt durch die hohen Gaskosten des Biogases, der wiederum für kleine Anlagen in der Regel höher ist
- Bei größeren Anlagen um 1 MW kaum noch Skaleneffekte auf LCOE zu beobachten

Schwachpunkte der Untersuchung → Ausblick

- Aktuell keine zusätzlichen Kosten für eine Saisonalisierung berücksichtigt
- Allgemein Veränderung im Bereich der Gaserzeugung vernachlässigt
→ Annahme Biologie macht mit und gewünschte Gasproduktionsprofile sind machbar
- Auslegung auf harte Monatsgrenzen problematisch bezüglich Gasproduktion
→ Übergänge müssten „fließender“ gestaltet werden
- Auswirkungen des höhere Gärrestanfall im Winter nicht berücksichtigt → benötigt voraussichtlich mehr GRL Kapazität als im Referenzfall

Biogas Saisonal Flexibilisiert



„Ziel ist es, die Nutzung von Substraten von Naturschutzflächen als ein Praxisbeispiel für ein saisonales Flexibilitätskonzept für Biogasanlagen zu untersuchen und zu ermitteln, welche Effekte dies in ökonomischer, ökologischer Sicht auf Anlagenebene und auf Energiesystem-Ebene haben kann.“

Zusammenfassung & Schlussfolgerungen

1. Saisonalisierung ist für BGA mit saisonaler Wärmelast ein aussichtsreiches Konzept für den Weiterbetrieb
2. Durch Saisonalisierung gehen die höheren Flex-Erlöse im Winter verloren. Es sei denn, es wird höher überbaut. Können aber im Vergleich mit einfacher BL-Reduktion durch die Wärme kompensiert werden.
3. Bei hohen Wärmerlöse(preisen) kann eine Saisonalisierung mit BL-Reduktion sogar ggü. dem Referenzfall vorteilhaft sein.
4. Verschiebung von BL bei hoher begrenzt durch die max. Raumbelastung im Winter und höheren Gärrestanfall im Winter (→ Ausbringungssperre)

- Mögliche Strategie für Bestandsanlagen für den Weiterbetrieb:
 - Moderate Überbauung (z.B. 2-3 fach) in der 1. EEG-Periode
 - Absenkung der BL durch Nawaro Reduktion für EEG-Anschluss und Beibehaltung inst. Leistung
 - Geringere Investition für höhere Überbauung, die ggf. in Zukunft mehr Wert hat
 - Ggf. Vorteile im Genehmigungsprozess und geringeres Risiko (Invest. / Nawaro (Klimawandel!))



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Vielen Dank!



Joshua Güsewell

E-Mail Joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de

Telefon +49 (0) 711 685- 53

Fax +49 (0) 711 685- 83

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung
Heißbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Next Generation [Biogas]- einen Schritt weitergedacht

Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des
Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen

Substratwechsel als Folgekonzept für Biogasanlagen
—
Reduzierung der THG-Emissionen

Lynn Vincent, M.Eng.



- Hintergrund: Wieso Substratwechsel?
- Beschreibung des Folgekonzeptes Substratwechsel
- Methodik und Bilanzierungsrahmen
- Ergebnisse
 - THG-Emissionen der Bestandsanlagen
 - THG-Emissionen Beispielanlagen
 - Substratmix 1
 - Substratmix 2
- Fazit



Auswirkungen auf:	Substratwechsel	Saisonale Fahrweise	Regionale Vermarktung	Gasaufbereitung und Kraftstoffbereitstellung	Mikrogasnetz	Überregionale Vermarktung	Gasaufbereitung und Netzeinspeisung	...
Wirtschaftlicher Erfolg	3,58	4,13	3,73	3,73	3,8	3,8	3,8	
Akzeptanz in der Bevölkerung	3,69	3,48	3,65	3,45	3,13	2,6	2,7	
Reduktion der THG- Emissionen	3,14	3,1	2,78	3,15	3,1	2,45	3	
Biodiversität	3,51	2,31	2,44	2,23	2,43	2,18	2,26	
Flächennutzungseffizienz	3,39	2,44	2,46	2,56	2,46	2,33	2,62	
Gewichteter Index (Umfrage, n=40)	0,48	0,44	0,43	0,43	0,42	0,38	0,41	
Gewichteter Index (Workshop, n=8)	0,53	0,52	0,4	0,39	0,38	0,37	0,36	



Substratwechsel:

Anpassung an Maisdeckel oder Optimierung des Substratmixes mittels alternativen Substraten, wie Silphie (mehrjährigen Pflanzen), Stroh und landwirtschaftliche Reststoffe

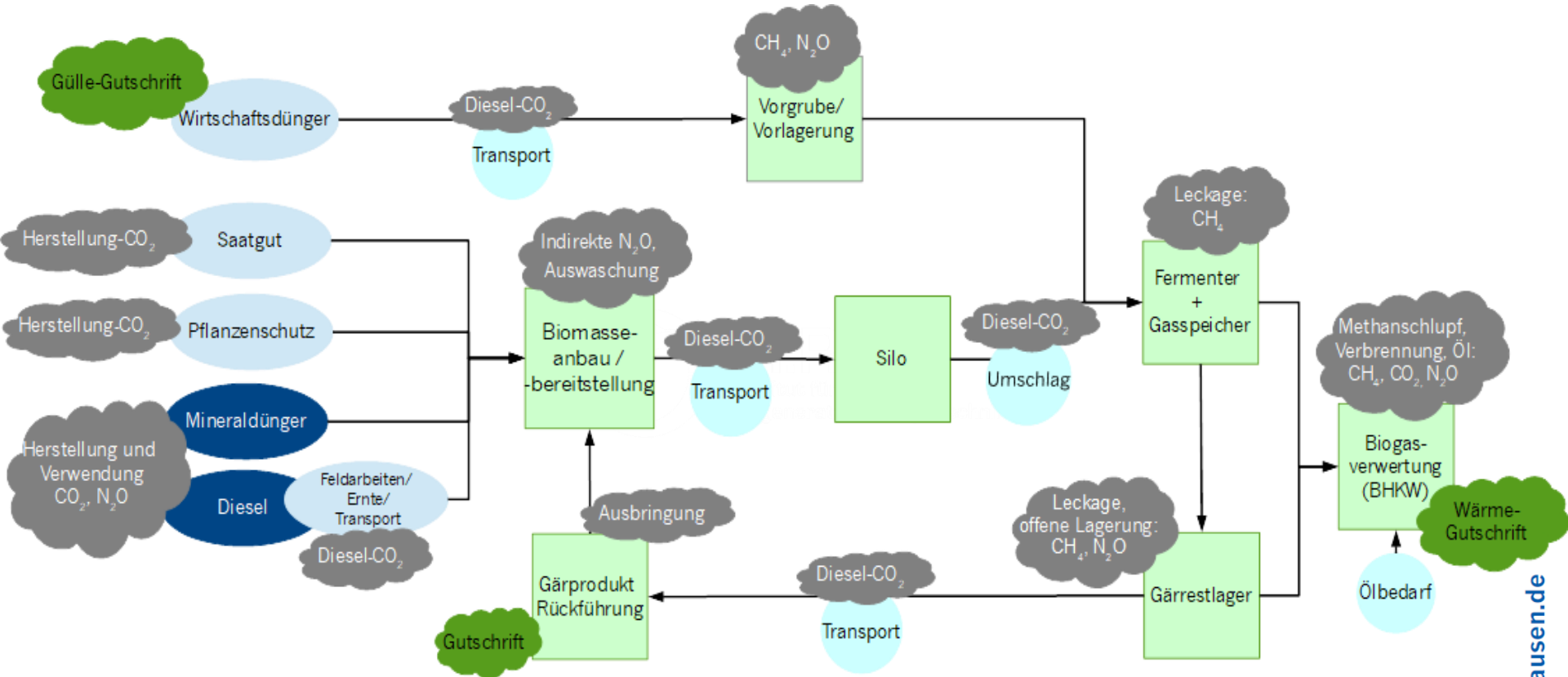
Voraussetzungen für die Umsetzung:

- Substrate in BGA-Nähe verfügbar
- Erfordert ggf. Anpassung der Dosier- und Einbringtechnik

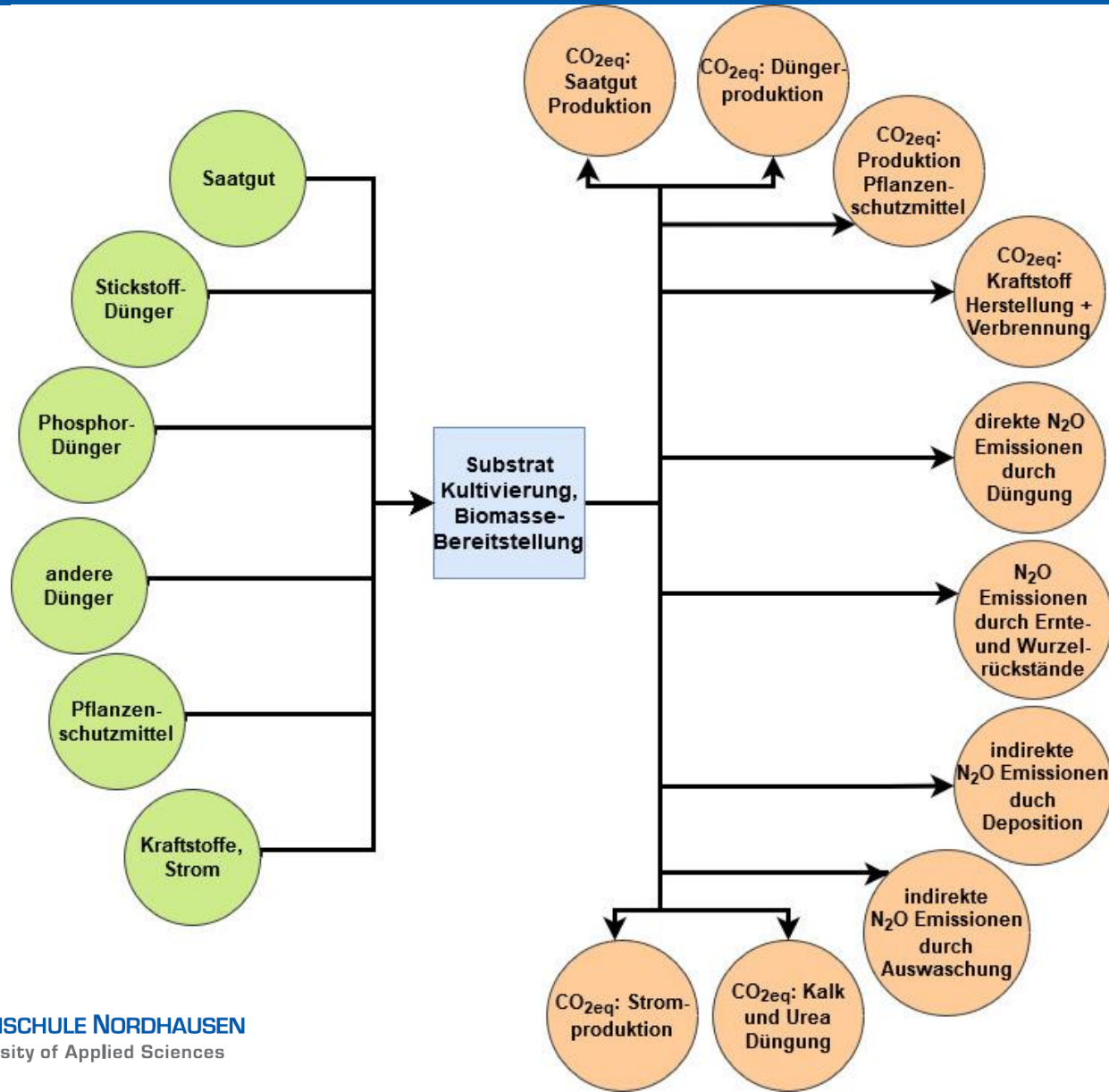


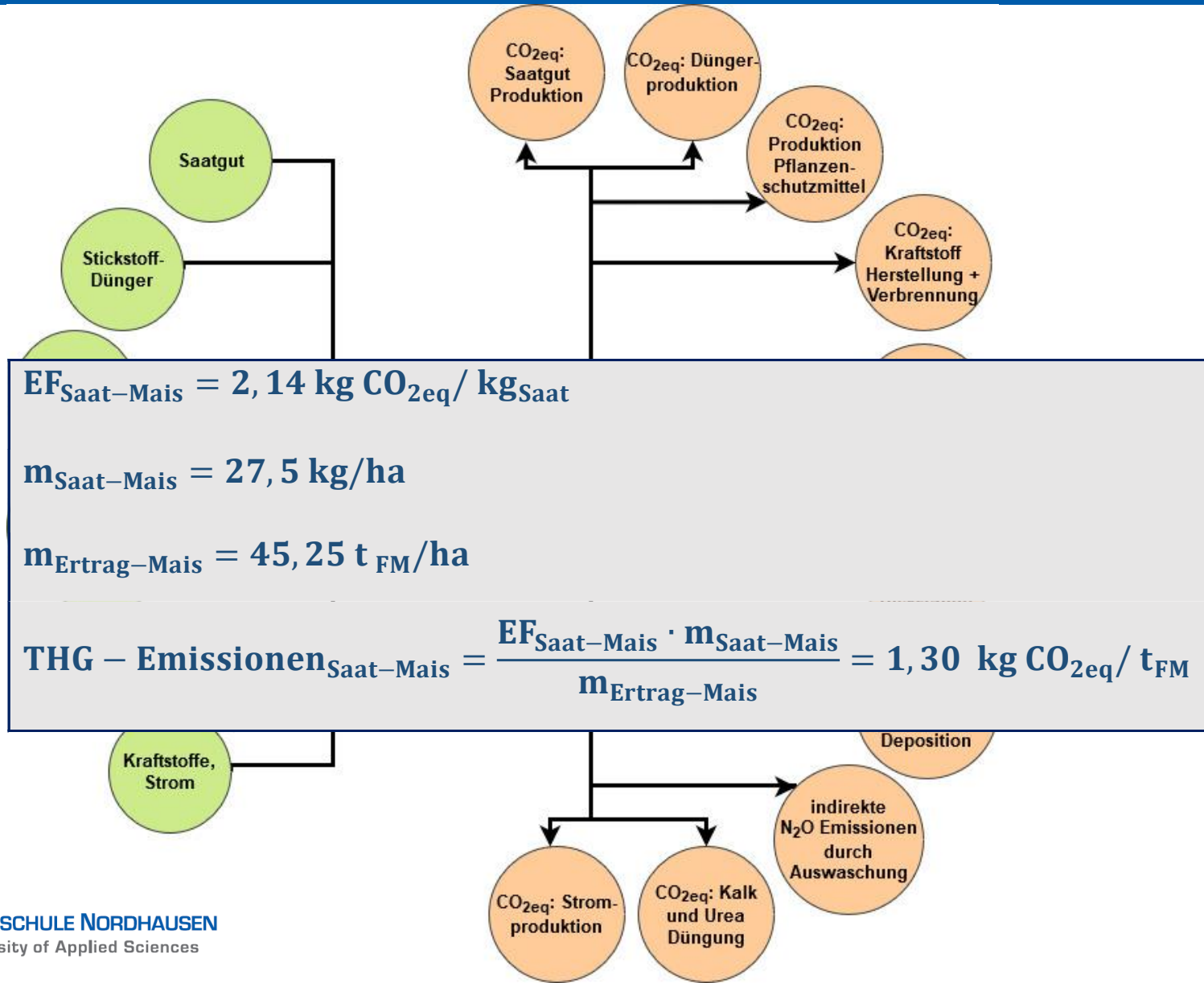
Effekte, Synergien & Hemmnisse:

- THG-Minderung
- Erhöhung der Biodiversität
- Einsparungen in den Substratkosten
- (+/-) Auswirkungen auf Gärrestmenge, Nährstoffbilanz, Humusbilanz und Flächenbedarf
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit durch CO₂-Preis



Notwendige Grundlagen: Massenbilanz, Nährstoffbilanz, ÜBN-Daten, Substratmix



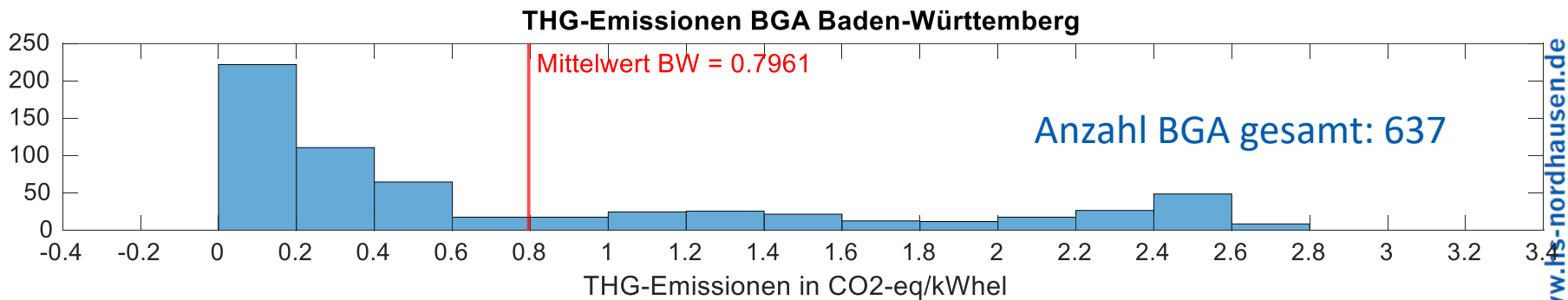
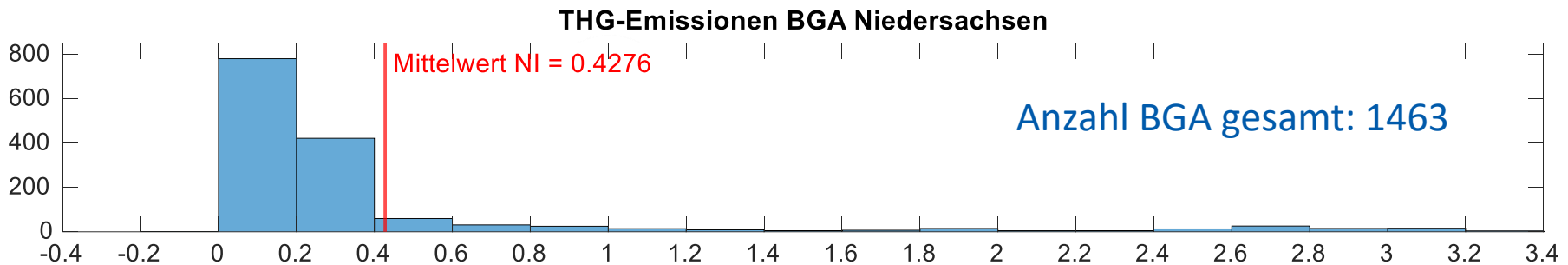
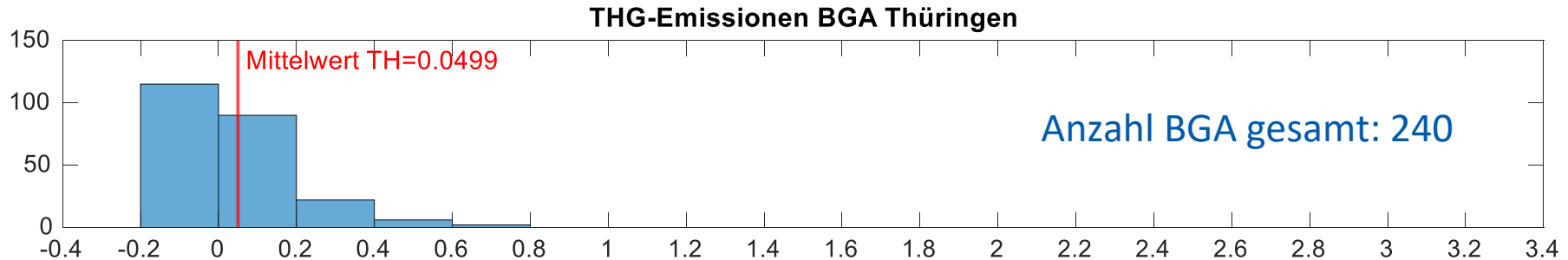




Substratklassen	Substrate kg CO _{2eq} / t FM	Baden- Württemberg	Niedersachsen	Thüringen
NAWARO-Mais	Silomais	41,78	69,66	156,01
	CCM	189,45	187,47	179,01
	Körnermais	271,50	278,97	271,90
	Getreidekörner	379,40	324,62	406,07
NAWARO	Hirse	37,67	37,47	37,41
	Zuckerrübe	48,55	47,74	34,64
	GPS	93,78	79,98	93,45
GRAS	LAPF	8,15	8,15	8,15
	Grassilage	133,54	140,39	139,54
	Ackerfutter	244,32	243,95	243,72
Alternativ	Getreidestroh	3,14	2,89	3,61
	Maisstroh	7,83	7,31	8,87
	Silphie	31,08	31,03	31,01
Wirtschaftsdünger	Hühnertrockenkot	-36,27	-36,27	-36,27
	Rinderfestmist	-34,78	-34,78	-34,78
	Rindergülle	-53,50	-53,50	-53,50
	Schweinefestmist	-50,38	-50,38	-50,38
	Schweinegülle	-56,82	-56,82	-56,82



Substratklassen	Substrate kg CO _{2eq} / t FM	Baden-	Niedersachsen	Thüringen
		Württemberg		
NAWARO-Mais	Silomais	41,78	69,66	156,01
	CCM	189,45	187,47	179,01
	Körnermais	Ertrag BW t FM/ha	Ertrag NI t FM/ha	Ertrag TH t FM/ha
	Getreidekörner			
NAWARO	Hirse	45,25	39,32	32,11
	Zuckerrübe			
	GPS	93,78	79,98	93,45
GRAS	LAPF	8,15	8,15	8,15
	Grassilage	133,54	140,39	139,54
	Ackerfutter	244,32	243,95	243,72
Alternativ	Getreidestroh	3,14	2,89	3,61
	Maisstroh	7,83	7,31	8,87
	Silphie	31,08	31,03	31,01
Wirtschaftsdünger	Hühnertrockenkot	-36,27	-36,27	-36,27
	Rinderfestmist	-34,78	-34,78	-34,78
	Rindergülle	-53,50	-53,50	-53,50
	Schweinefestmist	-50,38	-50,38	-50,38
	Schweinegülle	-56,82	-56,82	-56,82

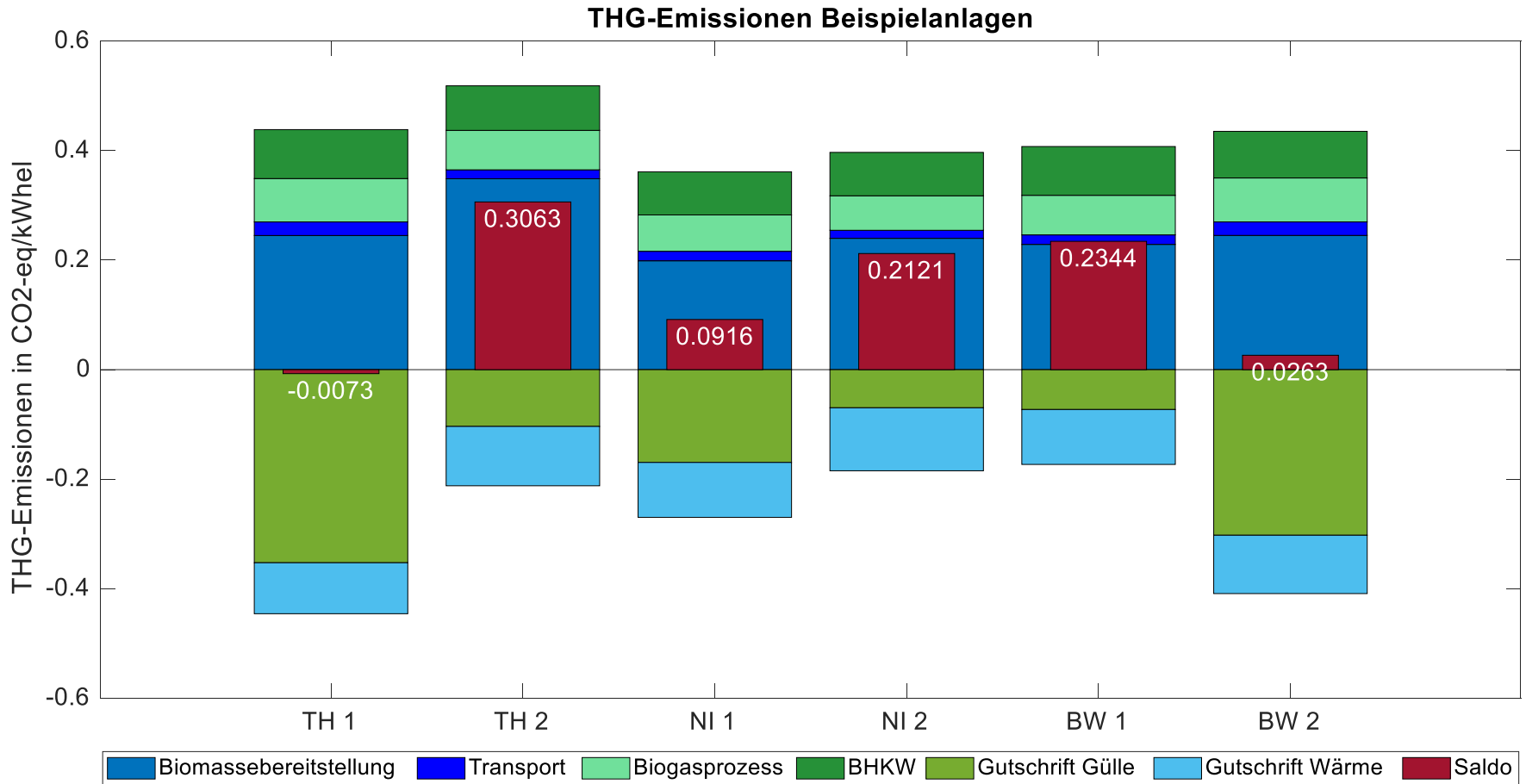




Anlagenparameter	Einheit	TH1	TH 2	NI 1	NI 2	BW 1	BW 2
Inbetriebnahmejahr	-	2007	2006	2010	2010	2011	2002
Installierte Leistung	kW _{el}	270	537	600	360	596	150
Bundesland	-	TH	TH	NI	NI	BW	BW
Substratmix	Gülle/ „Mais“*/ sonstiges**	74/21/5	39/50/11	54/35/11	30/55/15	29/54/17	68/19/13
Nutzbare elektrische Energie	MWh _{el}	1405	2963	3500	2209	2376	927

*„Mais“: alle Substrate die unter den Maisdeckel fallen: NAWARO-Mais

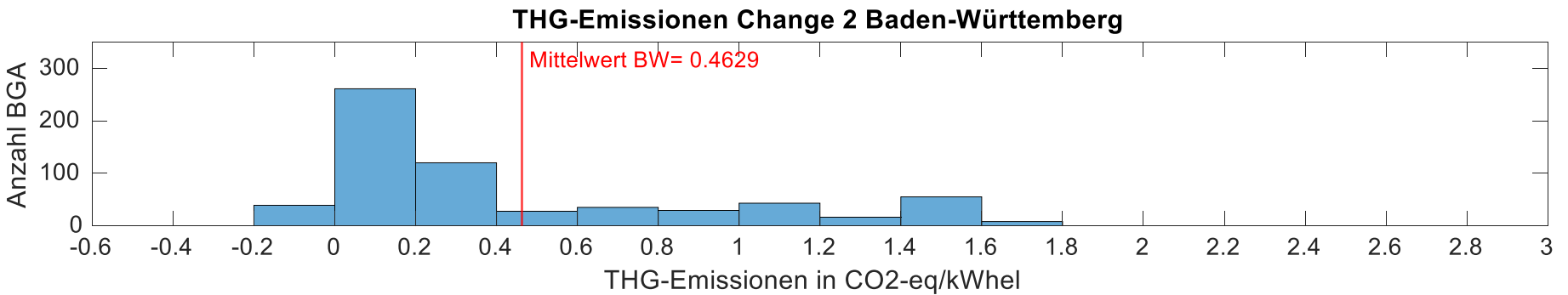
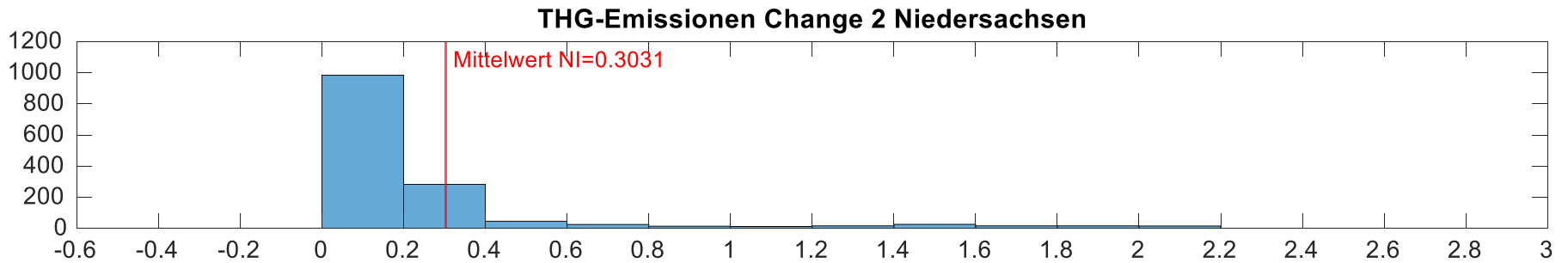
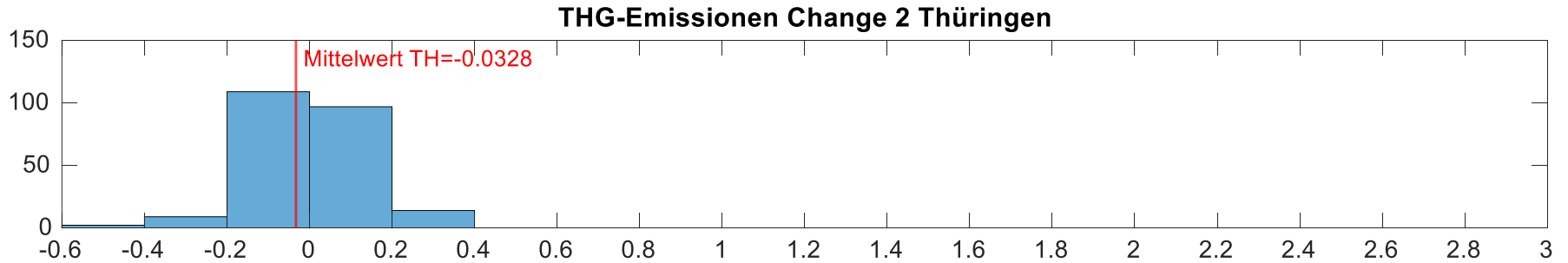
**sonstiges: weitere NAWARO, Gras



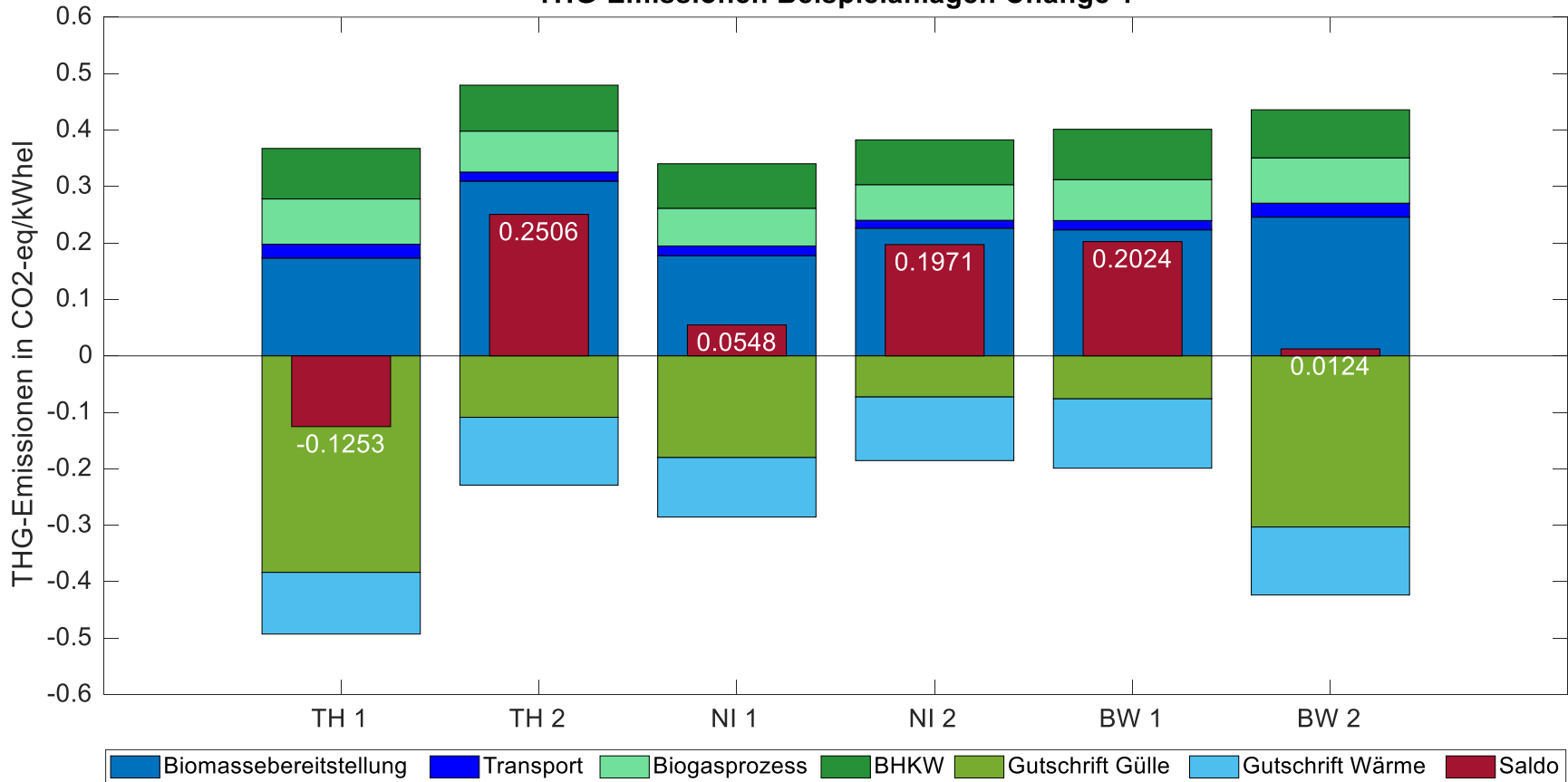


Anlagenparameter	Einheit	TH1	TH 2	NI 1	NI 2	BW 1	BW 2
Installierte Leistung	kW _{el}	270	537	600	360	596	150
Substratmix	Gülle/ „Mais“*/ sonstiges** in %	74/11/5	39/40/11	54/25/11	30/45/15	68/9/13	29/44/17
Anteil Alternatives Substrat	Maisstroh in %	10	10	10	10	10	10
Nutzbare elektrische Energie	MWh _{el}	1292	2824	3294	2113	2273	925

- 10 % der Frischmasse von Silomais werden durch Maisstroh ersetzt
- Massenbilanz bleibt gleich
- Nutzbare Energiemenge reduziert sich



THG-Emissionen Beispielanlagen Change 1



**Reduktion THG
Emissionen**

94,17 %

18,18 %

40,17 %

7,07 %

13,65 %

52,85 %

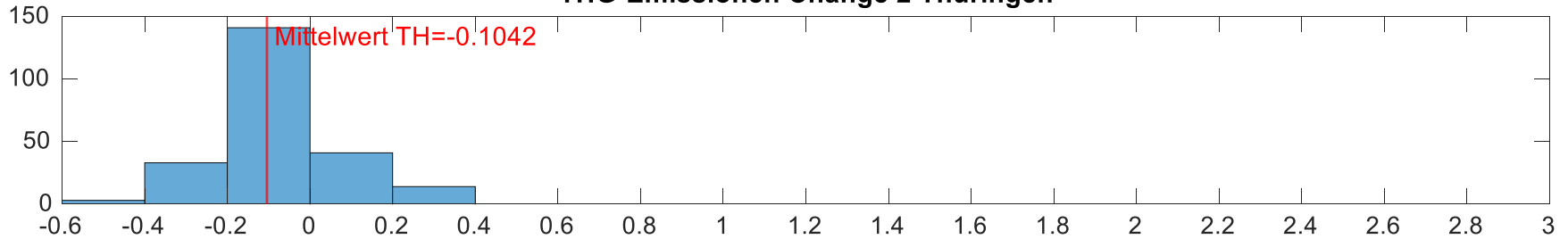


Anlagenparameter	Einheit	TH1	TH 2	NI 1	NI 2	BW 1	BW 2
Installierte Leistung	kW _{el}	270	537	600	360	596	150
Substratmix	Gülle/ „Mais“*/ sonstiges** in %	74/1/5	39/30/11	54/15/11	30/35/15	68/9/13	29/34/17
Anteil Alternatives Substrat	Maisstroh/ Silphie in %	10/10	10/10	10/10	10/10	0/10	10/10
Nutzbare elektrische Energie	MWh _{el}	1171	2677	3073	2009	2162	848

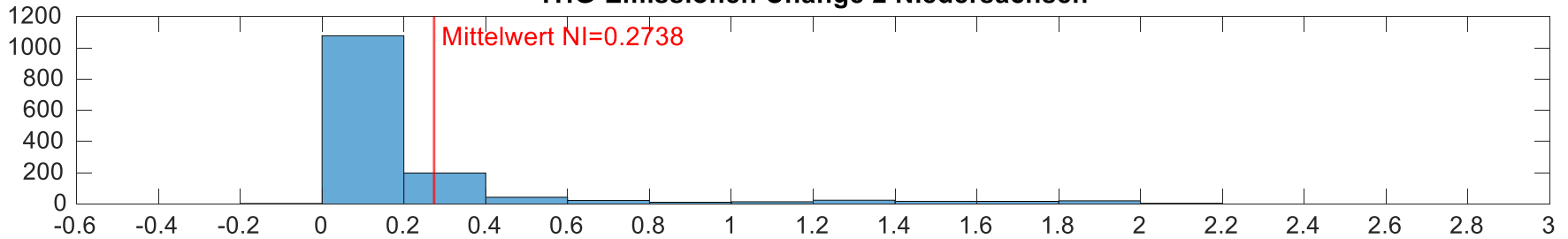
- 10 % der Frischmasse von Silomais werden durch Maisstroh ersetzt
- 10 % der Frischmasse von Silomais werden durch Silphie ersetzt
- Nutzbare Energiemenge reduziert sich



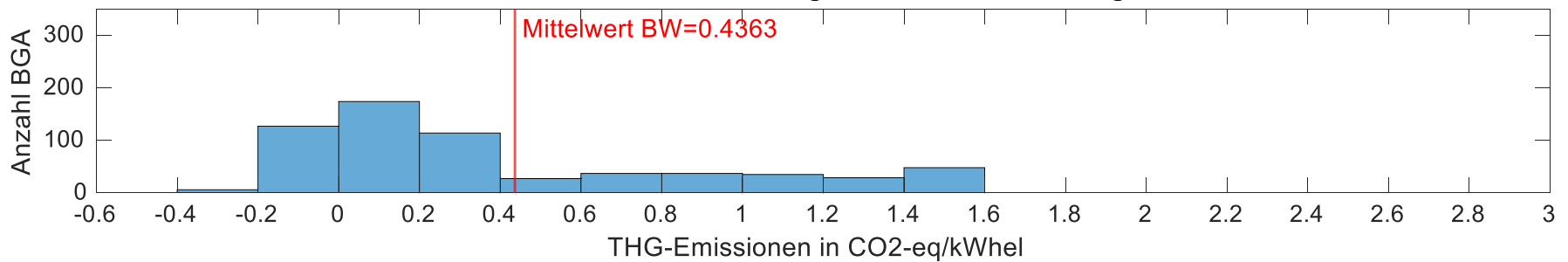
THG-Emissionen Change 2 Thüringen



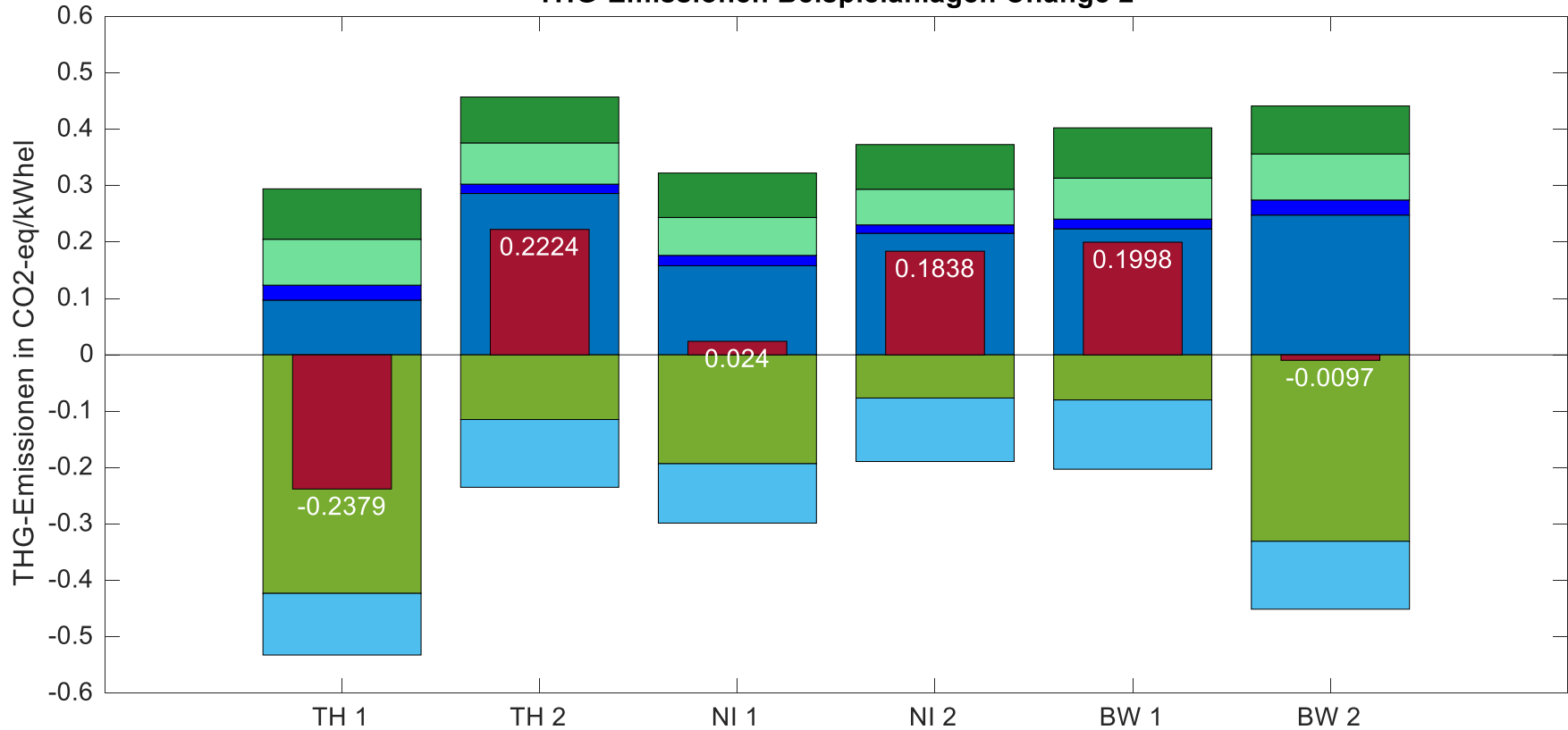
THG-Emissionen Change 2 Niedersachsen



THG-Emissionen Change 2 Baden-Württemberg



THG-Emissionen Beispielanlagen Change 2



Reduktion THG Emissionen	96,93 %	27,39 %	73,79 %	13,33 %	14,76 %	136,88 %
Reduktion zu Substratmix 1	47,33 %	11,25 %	56,20 %	6,75 %	1,28 %	178,22 %



- Reduzierung der THG-Emissionen durch Änderung des Substratmixes möglich
- Substratwechsel kann als Mittel für Maisdeckel eingesetzt werden
- Individuelle Umsetzung bei jeder Anlagen möglich

ABER:

- Ggf. neue Genehmigung bzw. Änderung erforderlich
- Teilweise höherer Flächenbedarf oder geringerer Energieproduktion
- Ggf. Anpassung der Einbringtechnik, Erntetechnik
- Substratwechsel eher als „Betriebsanpassung“



in.RET

Institut für
Regenerative Energietechnik

Vielen Dank!

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

*Lynn Vincent (M. Eng.)
wissenschaftliche Mitarbeiterin*

in.RET - Institut für Regenerative Energietechnik
Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen
Haus 34, Zimmer 34.0012

Tel: +49 3631 420 837
E-Mail: lynn.vincent@hs-nordhausen.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

steag

New Energies GmbH

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie-
und Stoffstromsysteme

>>

Geschäftsmodelle für große Altholz- und Abfallanlagen

Bernhard Wern, IZES gGmbH

Das BMWi-Projekt „Altholz – quo vadis?“

Projekthintergrund:

- Möglicher Ausfall der Altholzheizkraftwerke nach Wegfall EEG
(Frage: *Post-EEG; Auswirkung der Änderung der BiomasseV*)
- unklare Rolle der energetischen Altholzverwertung im Energiesystem
- unklare Entwicklung des Angebotes von Altholz
(*Umsetzung Abfallhierarchie, bei Kaskadennutzung mit Altholz*)

Projektziele:

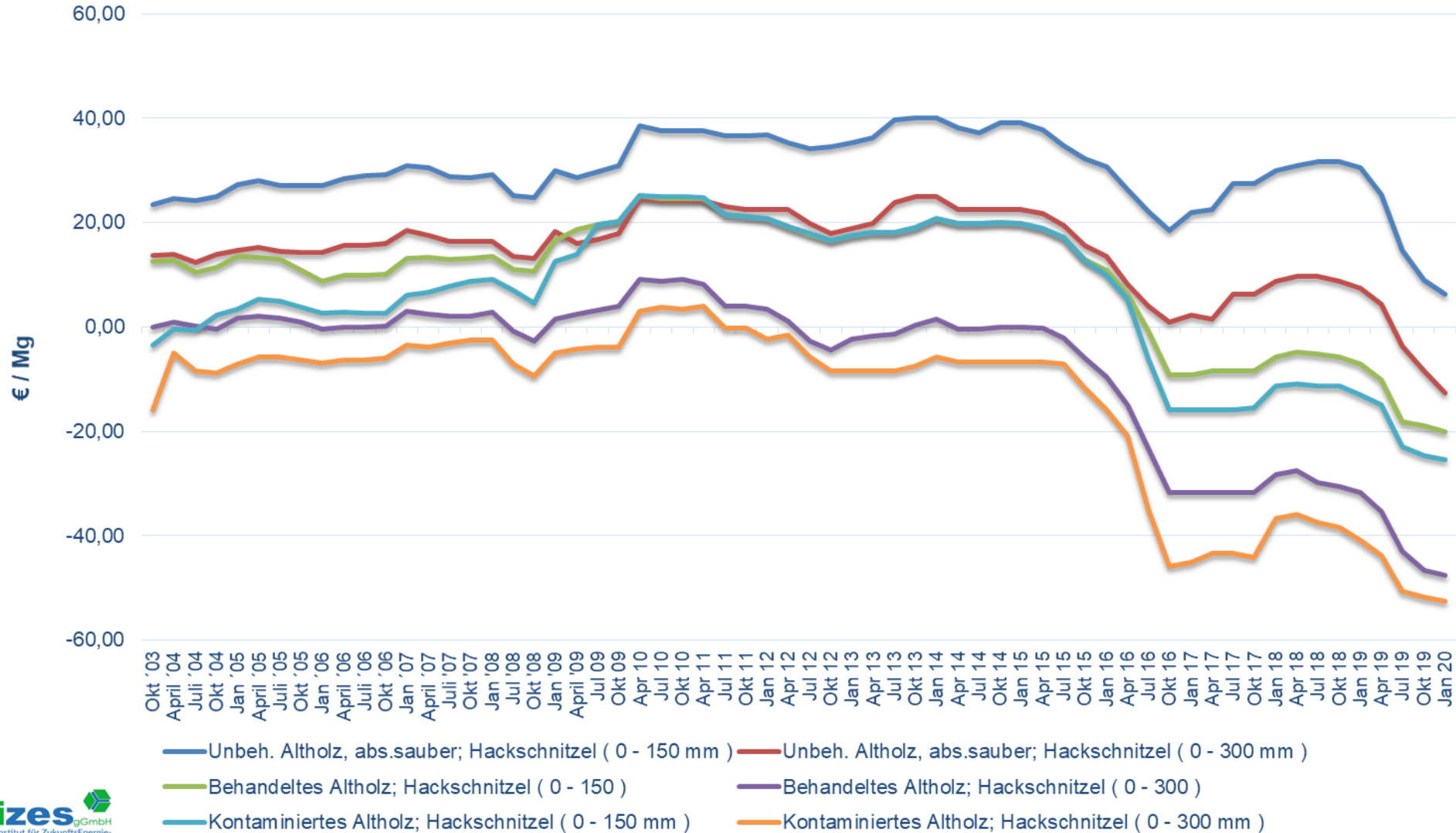
- Bewertung des künftigen Anfalls von Altholz
- Einzelbetriebliche Bewertung des Weiterbetriebes eines angepassten und systemdienlichen Anlagenbestandes
- Untersuchung technischer Optionen
- Diskussion von Geschäfts- und Handlungsmodellen zum Weiterbetrieb

Projektfokus → die Herausforderungen des Marktes

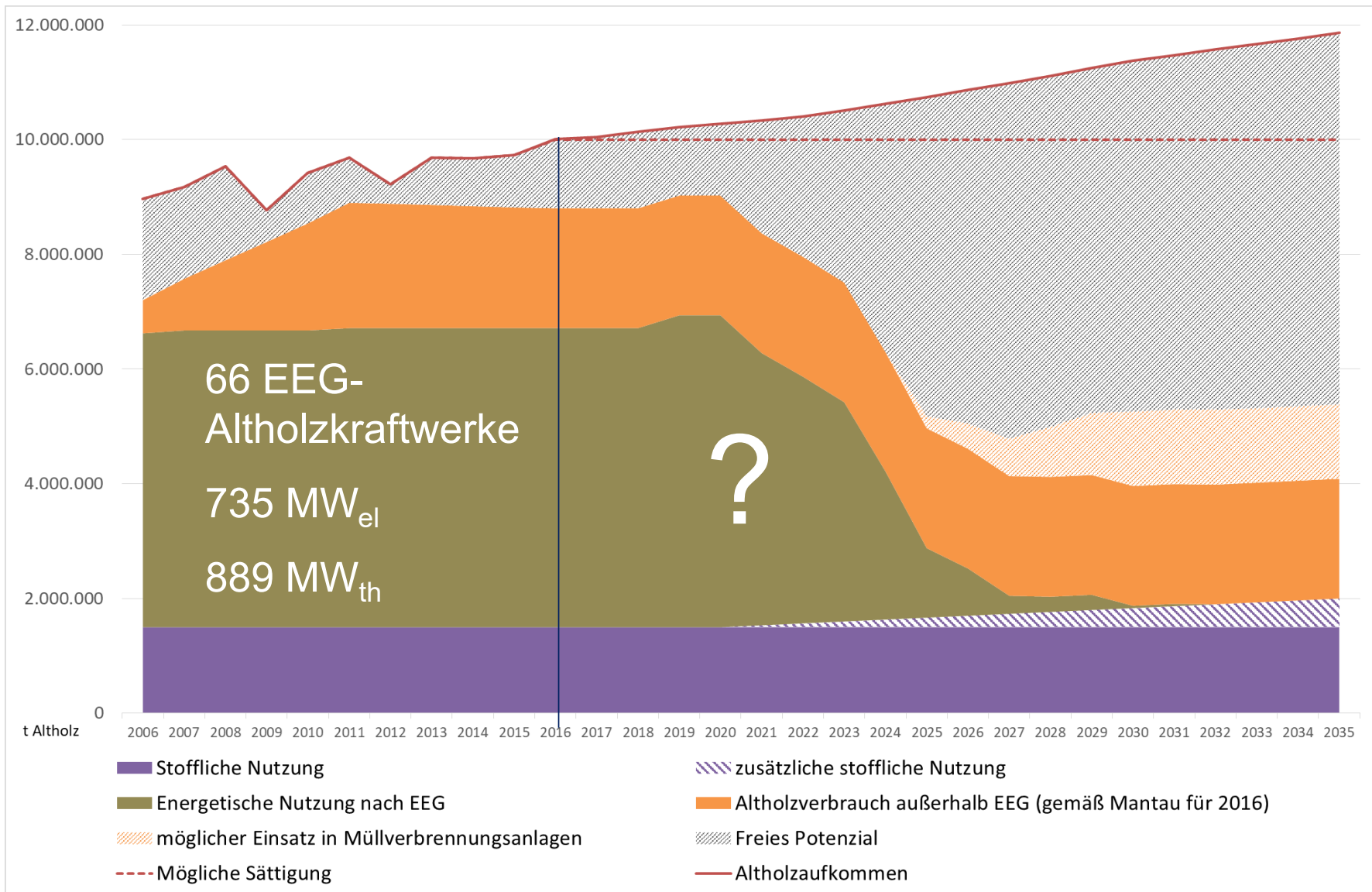


Altholzpreise (eigene Darstellung aus Euwid Recycling und Entsorgung)

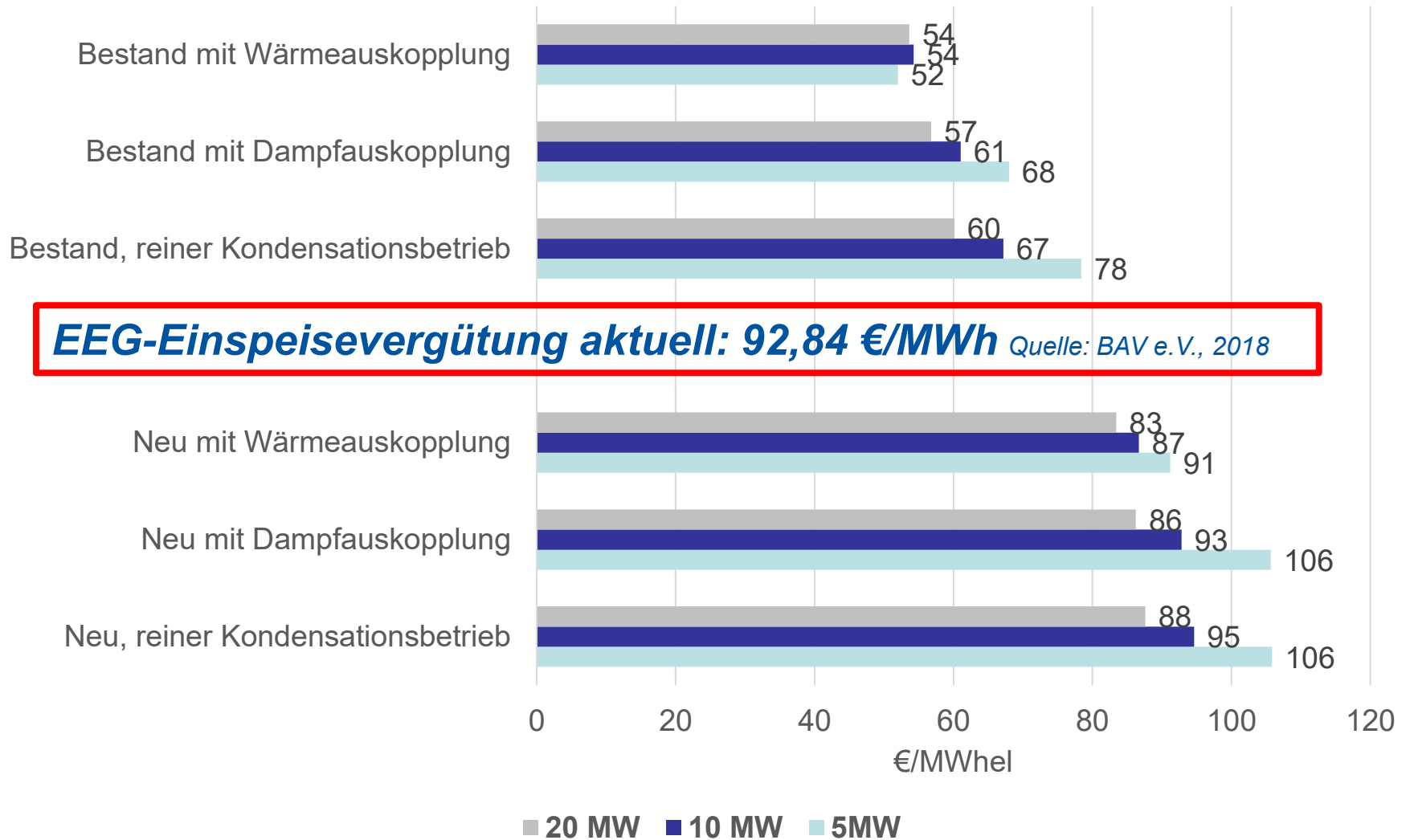
Altholzpreise (Mittelwert)



Zusammenführung Aufkommen / Verbleib



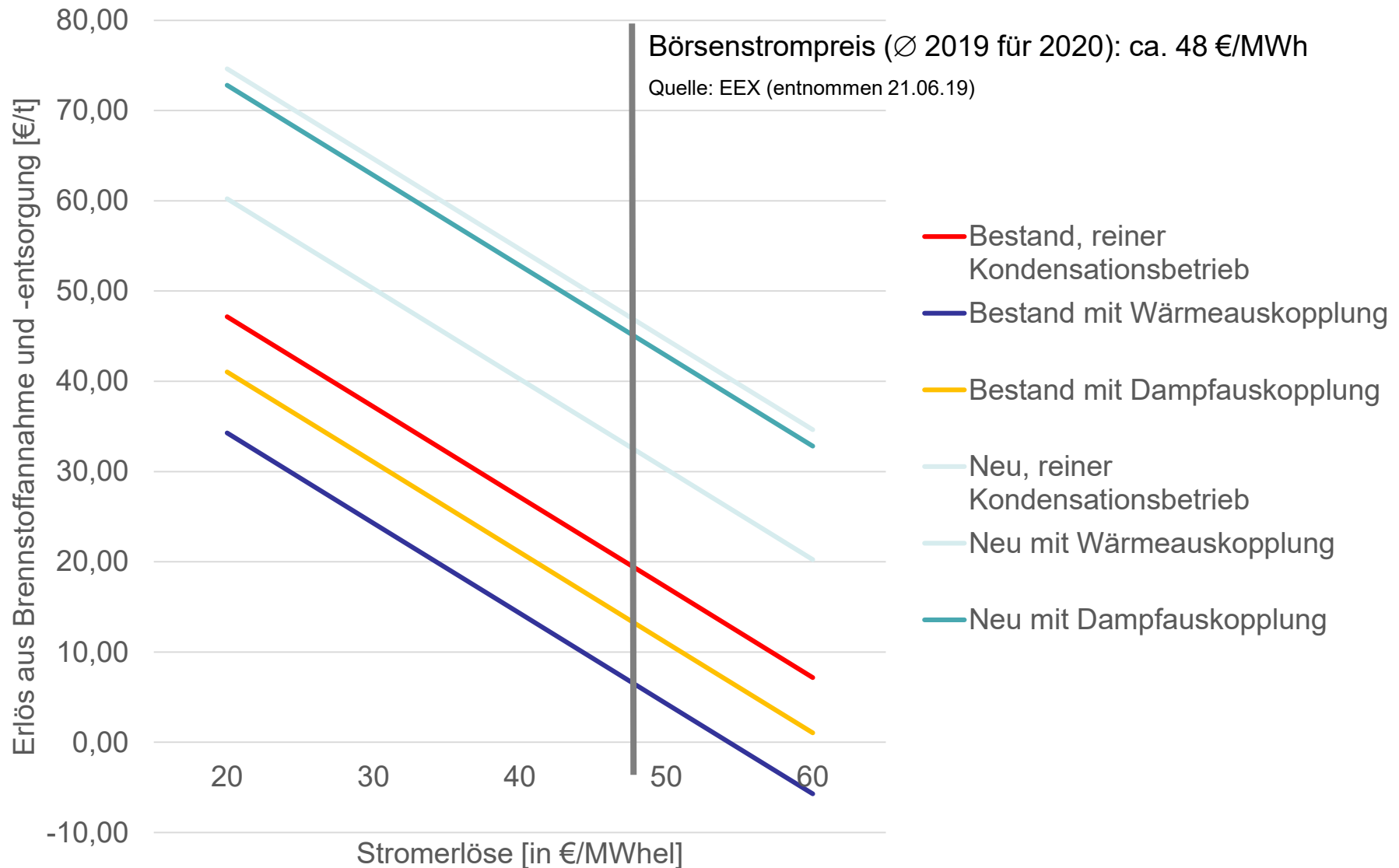
Erlösbedarf aus Brennstoff- und Stromerlösen




EEG-Einspeisevergütung aktuell: 92,84 €/MWh Quelle: BAV e.V., 2018





Quelle: STEAG New Energies

Erlözzusammenhänge - Leistungsklasse 10 MWel



Technische Optimierungsmöglichkeiten

- **Kraft-Wärme-Kopplung**  
 - KWK ohne Netz: Vorhandensein eines kundeneigenen Netzes sehr unwahrscheinlich
 - KWK mit Netz: für die erzeugte Wärme müssen Abnehmer gefunden werden
 - Fernwärme gute Option (wegfallende Wärme aus der Kohleverstromung)

- **Alternative Brennstoffe**  
 - Mitverbrennung von Sperrmüll: Verfügbarkeit in erforderlicher Menge und Qualität 
 - Mitverbrennung von Siebüberläufen: Erfolgt bereits zwischen 10% bis 40% 
 - Mitverbrennung von Klärschlamm: ab 2029 nicht mehr möglich 

- **Power-to-Gas (H_2/CH_4)** 
 - Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie erforderlich
 - langwierige und komplexe Genehmigungsprozesse
 - ausgeprägte Skaleneffekte bei der Dimensionierung von Elektrolyse und Tankstelle
 - Bei Methan geringe Erlöse, da kein Biomethan erzeugt wird.

Altholz im Energiemarkt – *wichtige Prämisse!*

Irritationen in der Branche durch Tendenzen aus der RED II sowie der BiomasseV:

- Genießt Strom aus Altholz noch den EEG-Einspeisevorrang?
- Einspeisevorrang ist wichtig für zukünftige Geschäftsmodelle
- Aussagen von Jan Sötebier, BNetzA vom 28.02.2019
 - ✓ Ausgeförderte Anlagen bleiben EE-Anlagen, Strom bleibt EE Strom
 - ✓ Einspeisevorrang genießt Bestandsschutz (physikalische Abnahme)
 - ✓ Anspruch auf kaufmännische Abnahme (Vergütung) erlischt mit Förderende
 - ✓ Ausschließlichkeitsprinzip gilt weiter, **kein Vorrang für partiell nicht-EE-Einspeisung** → „Problem“ für diskutierte Geschäftsmodelle
 - ✓ Rechte und Pflichten des Einspeisemanagements bleiben bestehen (Verstossfolge: Verlust Einspeisevorrang und entschädigungslose Abregelung)
- Regelungsbedarf für Neuanlagen!!

Post-EEG Geschäftsmodelle

→ Einspeisevorrang als Grundvoraussetzung aller Ideen

1. Weitergabe der Kosten der Altholzverwertung an Erzeuger (Referenz)
2. CO₂ Steuer als übergreifendes Instrument des Klimaschutzes
3. Stärkung der Bioenergie in Wärmenetzen über Primärenergiefaktoren
4. Quotaler Brennstoffeinsatz und Streckung der EEG Vergütung
5. Konzept des Marktintegrationsmodells des BAV e.V.
6. Investitionszuschuss für innovative Neubauprojekte
7. Zuordnung Altholzsortimente zu Verwertungsweg (UK Beispiel)
8. Nationale Insel als Energiesicherungsmarkt
9. Power Purchase Agreements abschließen und im Markt platzieren
10. Power to Hydrogen: Wasserstoffproduktion
11. Weitere Ideen: Einstieg in den CO₂ Handel

Ansätze für neue Geschäftsmodelle

- **Ziele: Marktintegration über EEG Streckung**
- **Power Purchase Agreement (PPA):** Vermarktung der Kraftwerksleistung an Unternehmen, die „Grün-Strom“ erwerben wollen
→ Diversifizierung der Finanzierungsansätze
 - Direkte Umsetzung nur bei gleichzeitiger Sicherung der Rückfalloption ins EEG für die **Restlaufzeit (Unterbrechung der EEG-Zahlung)**
- **Quotaler Brennstoffeinsatz:** Die Altholzanlagenbetreiber erweitern unter Wahrung genehmigungs-rechtlicher und technischer Rahmenbedingungen das bisherige biogene Brennstoffband um regional verfügbare, CO₂-neutrale Brennstoffe.
 - Durch Einsatz nicht EEG-fähiger Brennstoffe (z.B. Siebüberläufe, EBS, etc.) Streckung der EEG-Laufzeit
- **Herausforderung: Streckung EEG, Ausschließlichkeitsprinzip**
→ **EEG Umlageentlastung**

Normative Voraussetzungen

- Einspeisevorrang durch Anerkennung Altholz als EE auch für Neuanlagen
- Entlastung EEG Umlage durch Streckung der EEG Laufzeit (PPA und quotaler Brennstoffeinsatz)
- Ausschließlichkeitsprinzip sollte wegfallen

Schlussfolgerungen

- „Abfallbioenergieanlagen“ haben geringeren Refinanzierungsbedarf aus Strommarkt als NaWaRo Anlagen

→ getrennte Diskussion dieser Anlagen erforderlich

- Effiziente Altholzkraftwerke als wichtiger Bestandteil politisch gewünschter Biomasse-Kaskadenprozesse
- dezentral und Senken nah als Kompensation bisheriger „Kohle-Fernwärme“

→ Langfristig Wärmemarkt als Leitmarkt

- Dennoch: verlässliche Erlösperspektive erforderlich

→ Keine weitere Refinanzierungen über EEG aber normative Änderungen wichtig

Biomasse als interdisziplinärer Diskurs, der so auch zwischen den verschiedenen Ministerien verstanden werden müsste!

steag

New Energies GmbH

Gefördert durch:



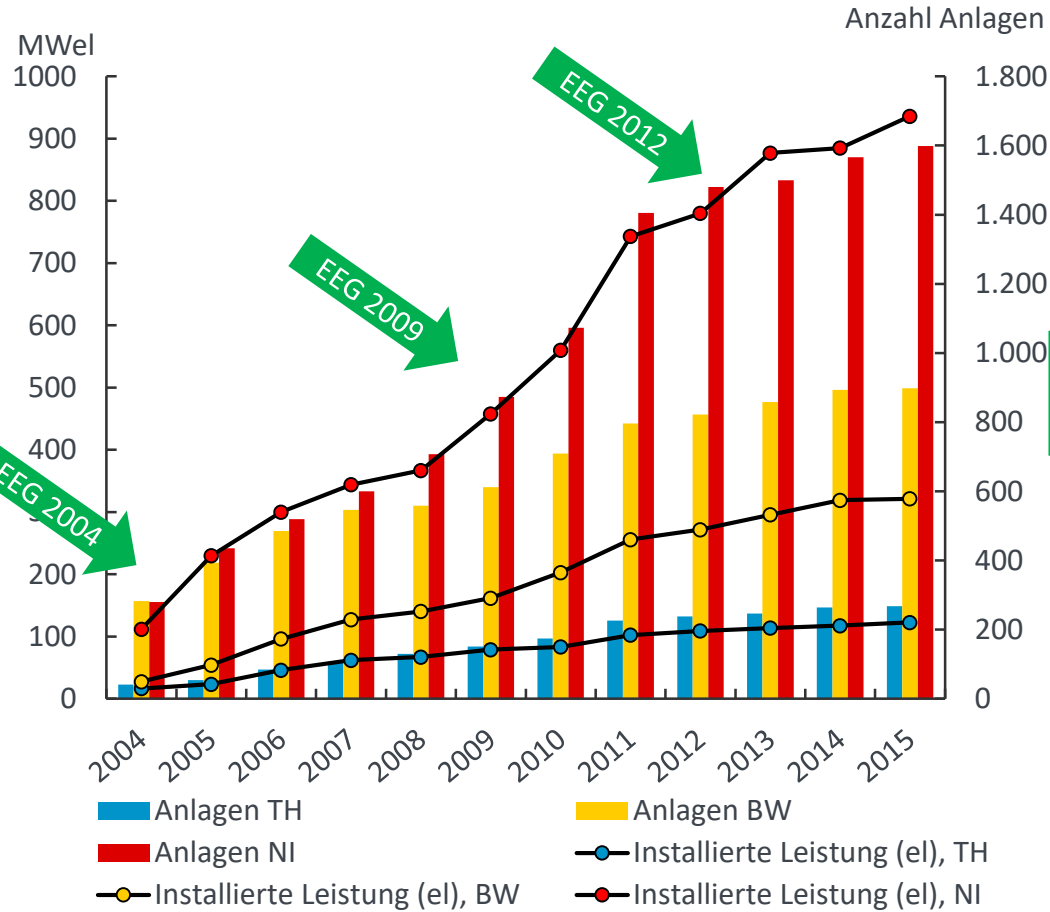
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie-
und Stoffstromsysteme

Vielen Dank für
Ihre Aufmerksamkeit

Bernhard Wern
IZES gGmbH, Saarbrücken
wern@izes.de
www.izes.de



Next Generation
[BIOGAS]
einen Schritt weitergedacht
**Folgekonzepte im Vergleich und
mögliche Auswirkungen auf die
Bestandsentwicklung - Eine
Szenarioanalyse**
Berlin, 19. Februar 2020

**Ludger Eltrop
Joshua Güsewell**

Gliederung

1. Modellierung und Szenarioanalyse (Vorgehensweise)
2. Vergleich und Ranking von Folgekonzepten auf Anlagenebene
3. Szenarioanalyse für den regionalen Bestand
4. Schlussfolgerungen & Ausblick

Modellierung und Szenarioanalyse von Folgekonzepten

Ziel der Modellierung

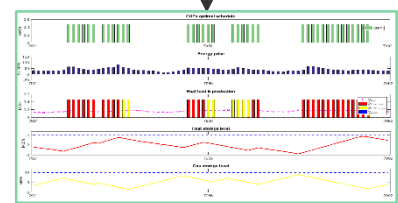
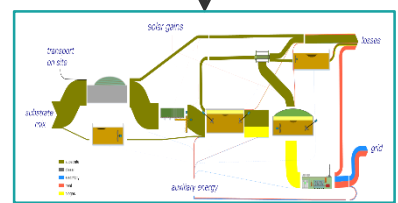
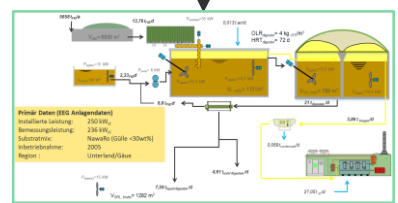
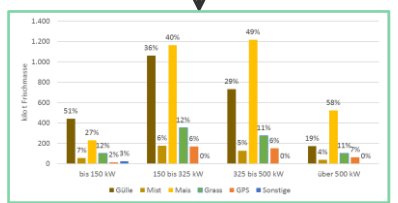
- Quantitative Bewertung von Folgekonzepten mittels Leistungskennzahlen (Operationalisierung der Bewertungskriterien/Versehen mit berechenbaren Einheiten)
 - Anlagenspezifisches Ranking von Folgekonzepten
 - Regionalspezifische Auswirkungen der Folgekonzepte (Bestandsprognosen) für drei Bundesländer Baden-Württemberg (BW), Thüringen (TH) und Niedersachsen (NI)
- Analyse der Auswirkungen verschiedener Szenarien auf die Umsetzung verschiedener Folgekonzepte und die Struktur des Anlagenbestandes
 - Entwicklung von Strom/Wärme/Biomethanpreise
 - Veränderung der Förderstruktur wie z.B. Anforderungen des EEG
 - Einführung neuer „Finanzierungsinstrumente“

Vorgehensweise und Modellvorstellung

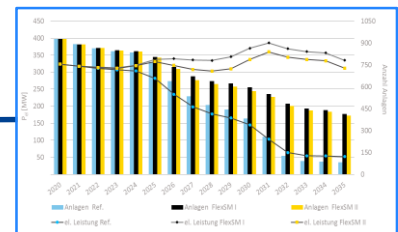
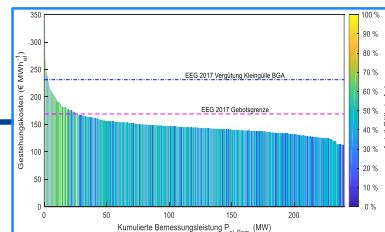
Modell Input-Daten zu EEG, Substrat, Regionale Anlagenparameter, Strompreise, Szenarioparameter



- Modell Output / KPI**
- Jährlichen Substratmengen & -mix
 - Komponentenkonfiguration & Technologietypen
 - Brennstoffausnutzungsgrad
 - THG-Emissionen
 - Flächennutzungseffizienz
 - BHKW-Fahrplan, Volllaststunden, Erlöse Spotmarkt
 - Stromgestehungskosten
 - Differenzbetrag



Aggregation über alle Anlagen oder spezifizierte Anlageklassen



Vorgehensweise in der Modellanalyse für die Folgekonzepte und Szenarien

- Modellanalyse für unterschiedliche Rahmenbedingungen (Szenarioparameter) für alle Anlagen der zugeordneten **EEG-Daten (2016) der drei Bundesländer BW, TH und NI** (n=2.783) sowie vier Folgekonzepte
- **Clusterbildung** anhand charakteristischer und typischer Parameter (zwecks Rechenzeitbedarf und Ergebnisdarstellung auf Anlagenebene): 6 Größenklassen, 4 Substratklassen (Gülleanteil), Wärmenutzung extern (ja/nein), 3 Bundesländer (ges. 144 Cluster) → 91 Cluster mit einer bzw. mehrere Anlage
- Je Cluster drei ausgewählte Anlagen
→ Berechnung **Einsatzoptimierung** und Übertrag der Ergebnisse auf restliche Anlagen desselben Clusters
- Auswahl von **Referenz-BGA** aus den größten Clustern für Ergebnisdarstellung auf Anlagenebene (z.B. Ranking von Folgekonzepten)
- Auswahl des **anlagenspezifischen Folgekonzeptes je Anlage** anhand des normierten Kapitalwert
- **Simulation des Ausschreibungsverfahrens** mittels Uniform Pricing und auf Regionen angepasste Ausschreibungsvolumen
- **Keine Änderungen der BGA in der 1. EEG-Periode + keine Neuanlagen** berücksichtigt (nur Bestand!)

Rahmenbedingungen für die Analyse der Bestandsanlagen

Kategorie	Parameter	Einheit	Fortführung EEG 2017 (REF)		Starker Flexbedarf (Flex++)	Neue Wege im EEG (EEG MOD)
EEG Anforderungen	"Maisdeckel"	%			50-44	
	Min. Grad der Überbauung	-	2		4	3
	Höchstgebotsgrenze	Ct/kWh		16,9		17.5 / 19.5
	Ausschreibungsvolumen (Biomasse gesamt, 2035)	MW	3.650		13.350	9.750
	Degression Höchstgebot	-	Ja		Nein	
	Flex Zuschlag	€/kW		40		60
	Verweilzeit gasdichtes System	d		150		50+1%-Punkt/% Nicht-Gülle
	Mindest-THG-Minderung ggü. Referenzstrommix	%		-		70
Technische Anpassungen & Fortschritt	Anpassung Substratmix*	-	Nawaro ↓, Rest →			
	Sanierungskosten	%	25			
	Lernrate Invest. neuer BHKW / Gasaufbereitung	%/a	2			
	Steigerung Wirkungsgrad neuer BHKW	%-Punkte/a	0,16			
Ökonomische Entwicklung	Ø-Strompreis Börse (Zeitreihen)	€/MWh _{el}	34-65		45-80	
	Wärmepreis (Zeitreihen)	€/MWh _{th}			55-70	
	Zusätzliche Erlöse Intraday-Handel	% der Flexerlöse	10		25	
	Zusätzliche Erlöse aus Regelleistung	€/kW _{el}	4		6	
	THG Quote (Zeitreihen)	€/tCO ₂ -eq	150-200		150-300	
	Preissteigerungen Nawaro	%/a	1,8		4	

*nur bei „greifendem“ Maisdeckel, wenn nicht bereits durch Folgekonzepte geändert)

Referenz-BGA (6 von 91 Cluster) im Ausgangszustand (erste EEG Periode)

Anlagenparameter	Einheit	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4	BGA 5	BGA 6
Inbetriebnahmejahr	-	2013	2008	2006	2010	2011	2007
Bemessungsleistung	kW _{el}	73	472	150	354	520	1287
Installierte Leistung	kW _{el}	75	537	170	382	528	1360
Bundesland	-	BW	TH	BW	BW	NI	NI
Substratmix	Gülle/ "Mais"/ Rest	88/6/6	84/0/16	52/32/16	47/38/15	19/61/20	14/65/21
Wärmenutzung	-	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
GRL-Abdeckung	-	gasdicht	offen	offen	gasdicht	gasdicht	offen
Anlagen im selben Cluster	-	83	33	101	129	392	56

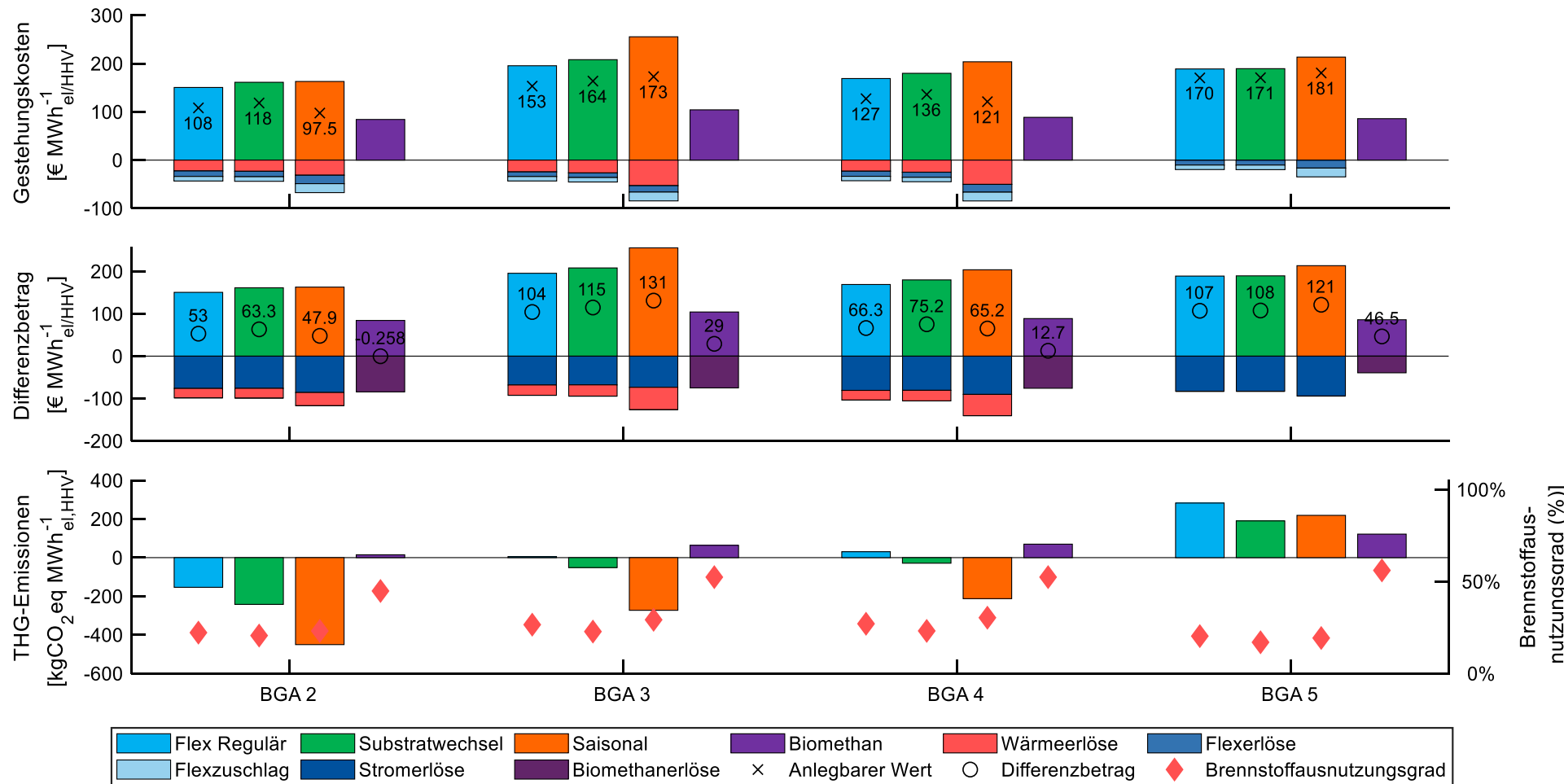
Details der Folgekonzepte - anhand Referenz-BGA 4

Kategorie	Parameter	Einheit	Flex Regulär	Substratwechsel	Saisonal	Biomethan
Anpassung an Szenariorahmen			EEG-Anforderungen (z.B. min. doppelte Überbauung) werden erfüllt			Keine Änderungen der Gasproduktion und deren Komponenten
Konzept			Doppelte Überbauung, BL bleibt konstant sofern Maisdeckel nicht relevant	Doppelte Überbauung, BL bleibt konstant, konsequenter Ersatz von Nawaro	Vierfache Überbauung, BL wird reduziert, saisonale Gasproduktion	Investition in Gas-aufbereitungsanlage (Membran) und Netzeinspeisung
Neue Anlagendaten (BGA 4) & Technische Anpassungen	Bemessungsleistung	kW _{el}	418	374	190	-
	Installierte Leistung	kW _{el}	892	746	749	-
	Biomethan-kapazität	Nm ³ /h	-	-	-	97
	Neue Verweilzeit im gasdichten System	d	200	198	301	200
	Anpassung Substratmix	-	Maissilage ↓* Rest →	Nawaro ↓ 50% Silphie & Stroh ↑ (60:40)	Alle Nawaro ↓ um 67% Rest →	unverändert

*wenn über 50%

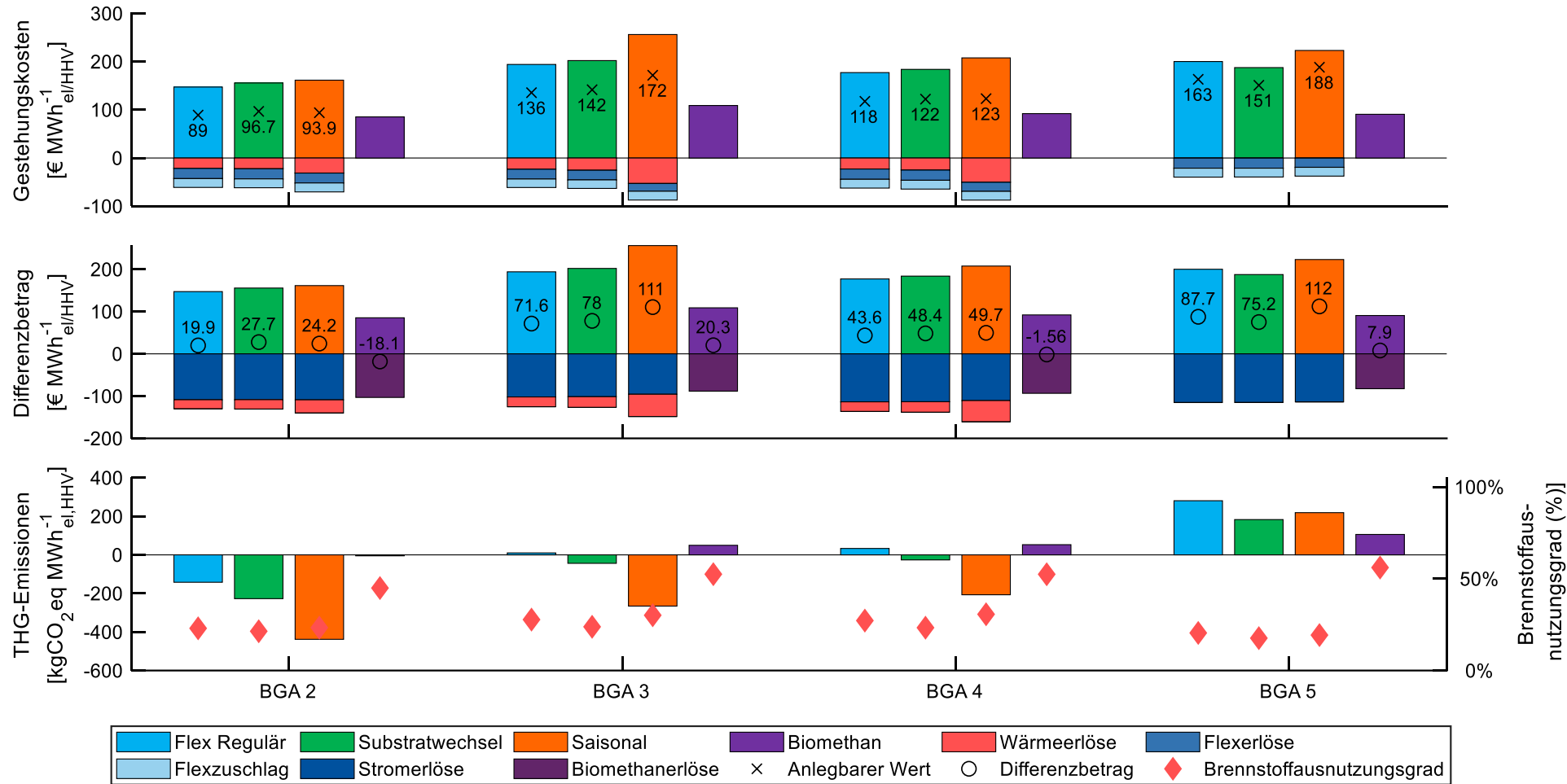
Vergleich und Ranking von Folgekonzepten auf Anlagenebene

Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für BGA 2-5 im REF Szenario



- Größe Gülleanlagen (BGA2) vorteilhaft bei Wirtschaftlichkeit, lediglich weniger effizient
- Wärmeerlöse wichtiger als Anlagengröße (BL), siehe BGA3 vs. BGA5
- Substratwechsel in der Regel nicht vorteilhaft, da höhere LCOE
- Je nach Anlagen reguläre Flexibilisierung und Saisonalisierung vorteilhaft
- Geringster bis kein Förderbedarf bei Biomethan (Verkehr), da dort bereits hohe „CO₂-Preise“

Leistungskennzahlen der Folgekonzepte für BGA 2-5 im Flex++ Szenario

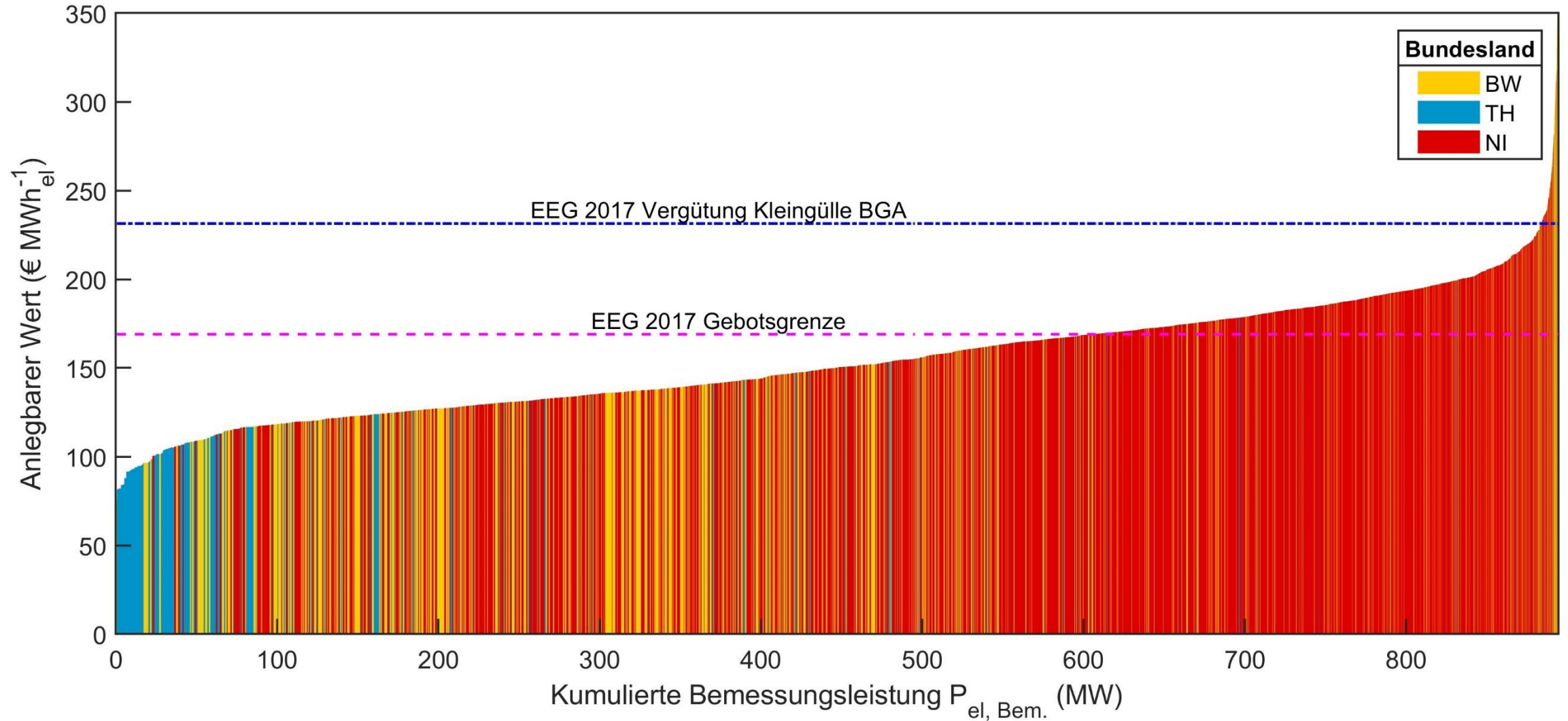


- Höhere min. Überbauung senkt LCOE
- Bessere Rahmenbedingungen für Flexibilität fördern Flex Regulär stärker, da höhere BL als im Saisonalen Konzept, trotzdem bleibt Differenzbetrag
- Substratwechsel kann für Nawaro-Anlagen (BGA5) vorteilhaft sein, sofern neue Substrate geringer Preissteigerung unterliegen
- Biomethan bei noch höheren CO₂-Preisen (über 200€/tCO₂) wirtschaftlich für größere Gülleanlagen

Regionaler Vergleich und Auswirkungen auf die Bestandsentwicklung

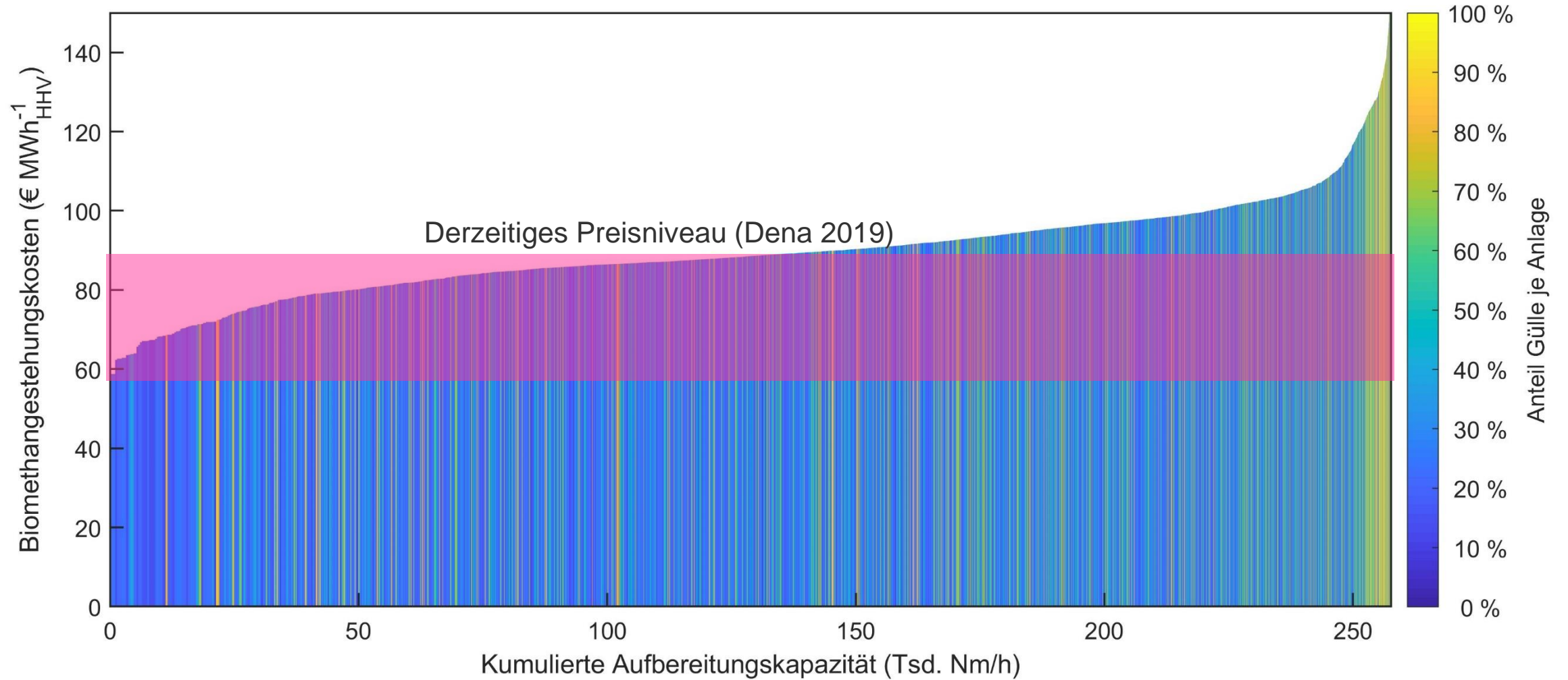
Was bekommt man für 16,9 Ct/kWh

Folgekonzept Flex-Regulär im REF Szenario

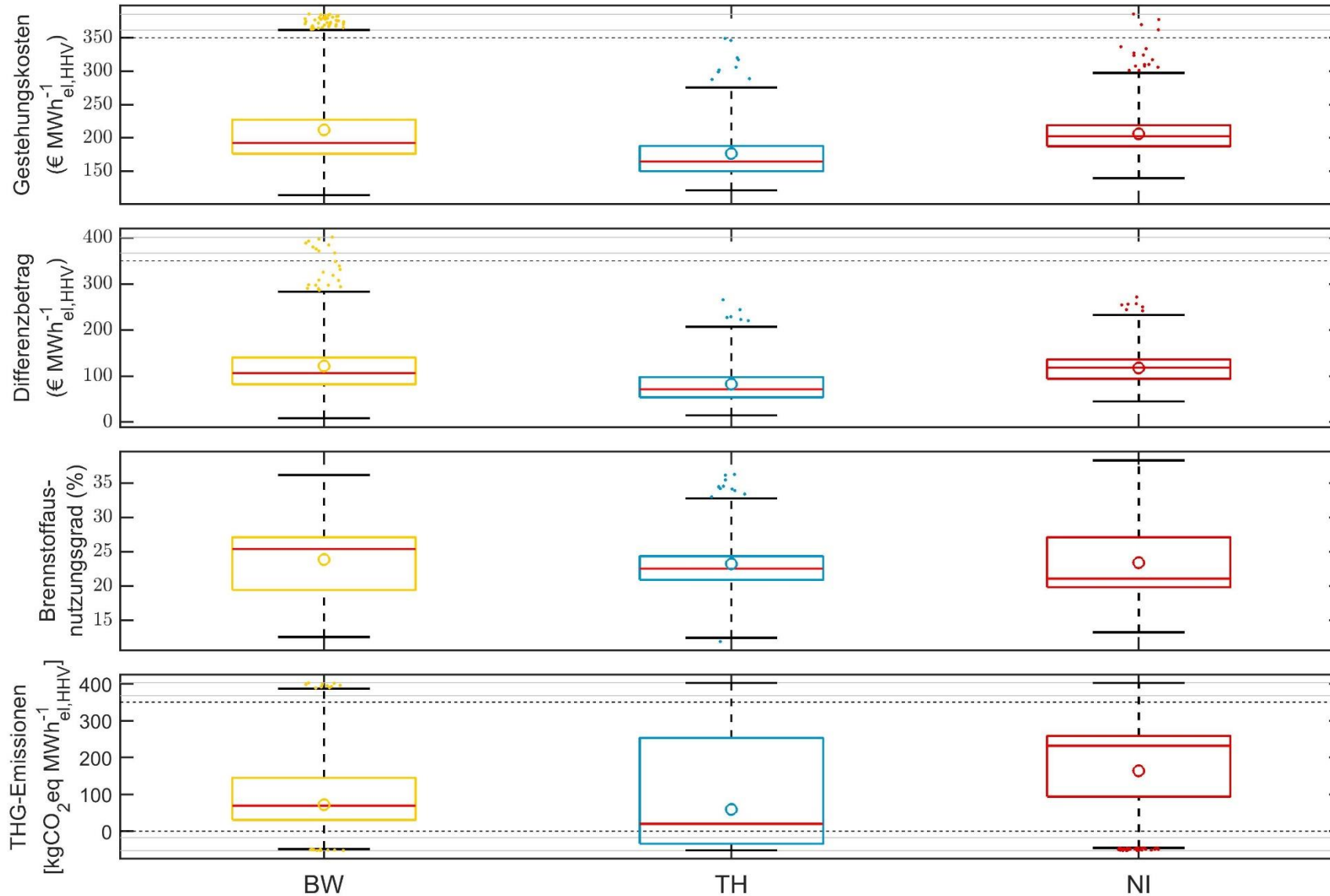


Kosten für Biomethan aus Bestandsanlagen meist über aktuellem Preisniveau

Folgekonzept Biomethan im REF Szenario

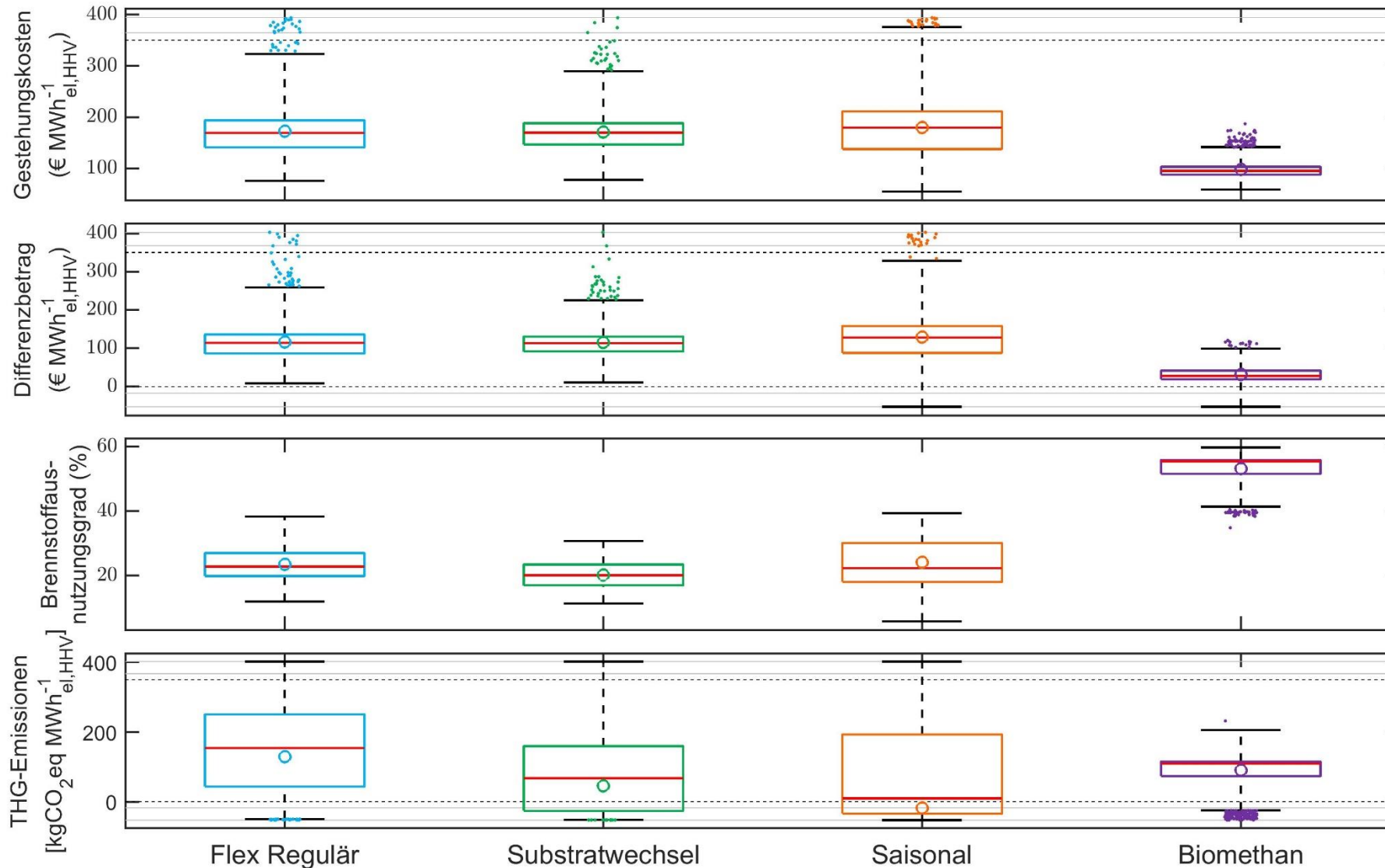


Regionale Unterschiede der Leistungskennzahlen bei Umsetzung „Flex Regulär“ im REF Szenario



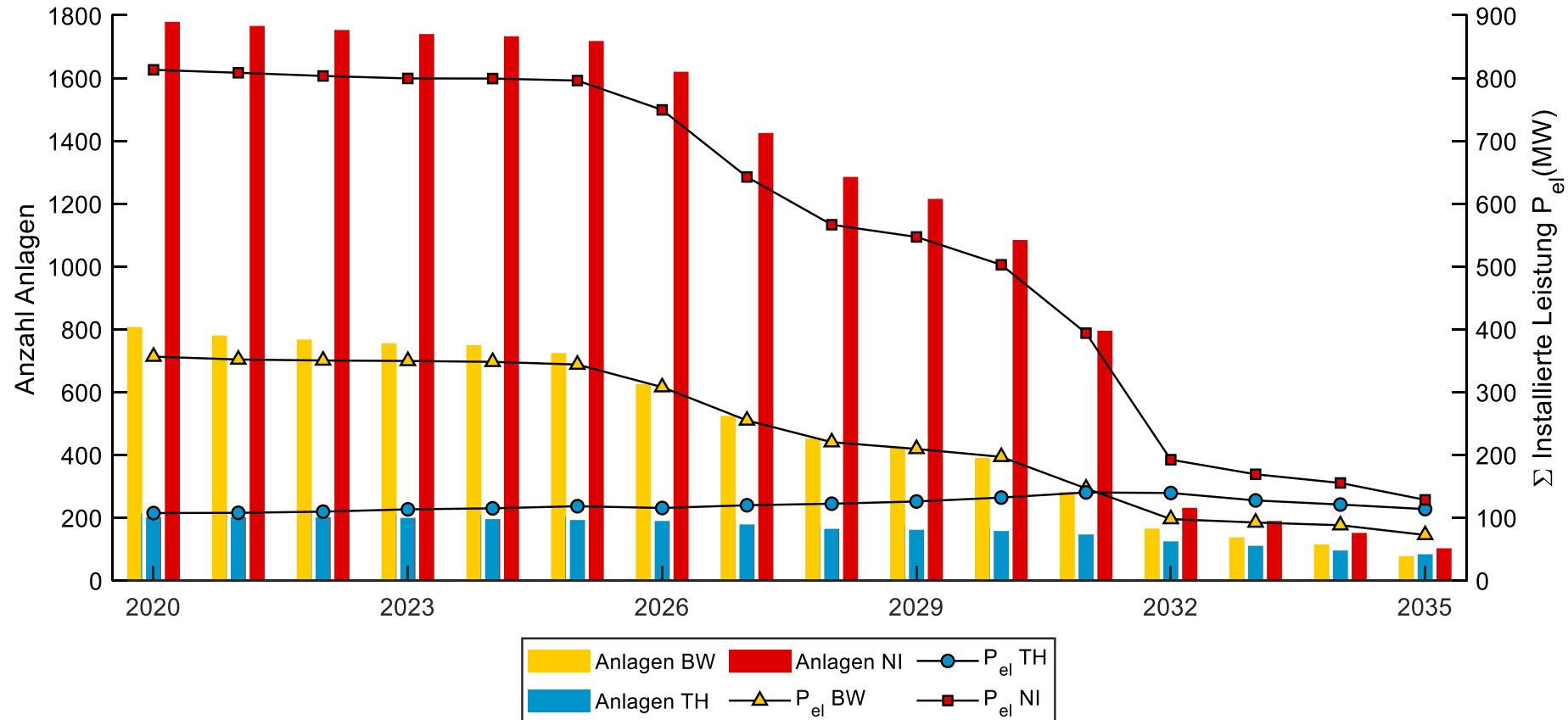
- **Anlagenpark BW** mit höchsten Kosten und vielen Ausreißern, da kleinteilige Struktur
- **Anlagenpark TH** mit niedrigen Kosten und THG Emissionen, aber auch hohe Spreizung im Bereich THG
- **Anlagenpark NI** sind die THG-Emissionen am höchsten; zudem Verteilung gering, trotz größter Anlagenanzahl (auch bedingt durch weniger detailreiche Datengrundlage)

Auswirkungen von Folgekonzepten im Bestand (BW, NI, TH)



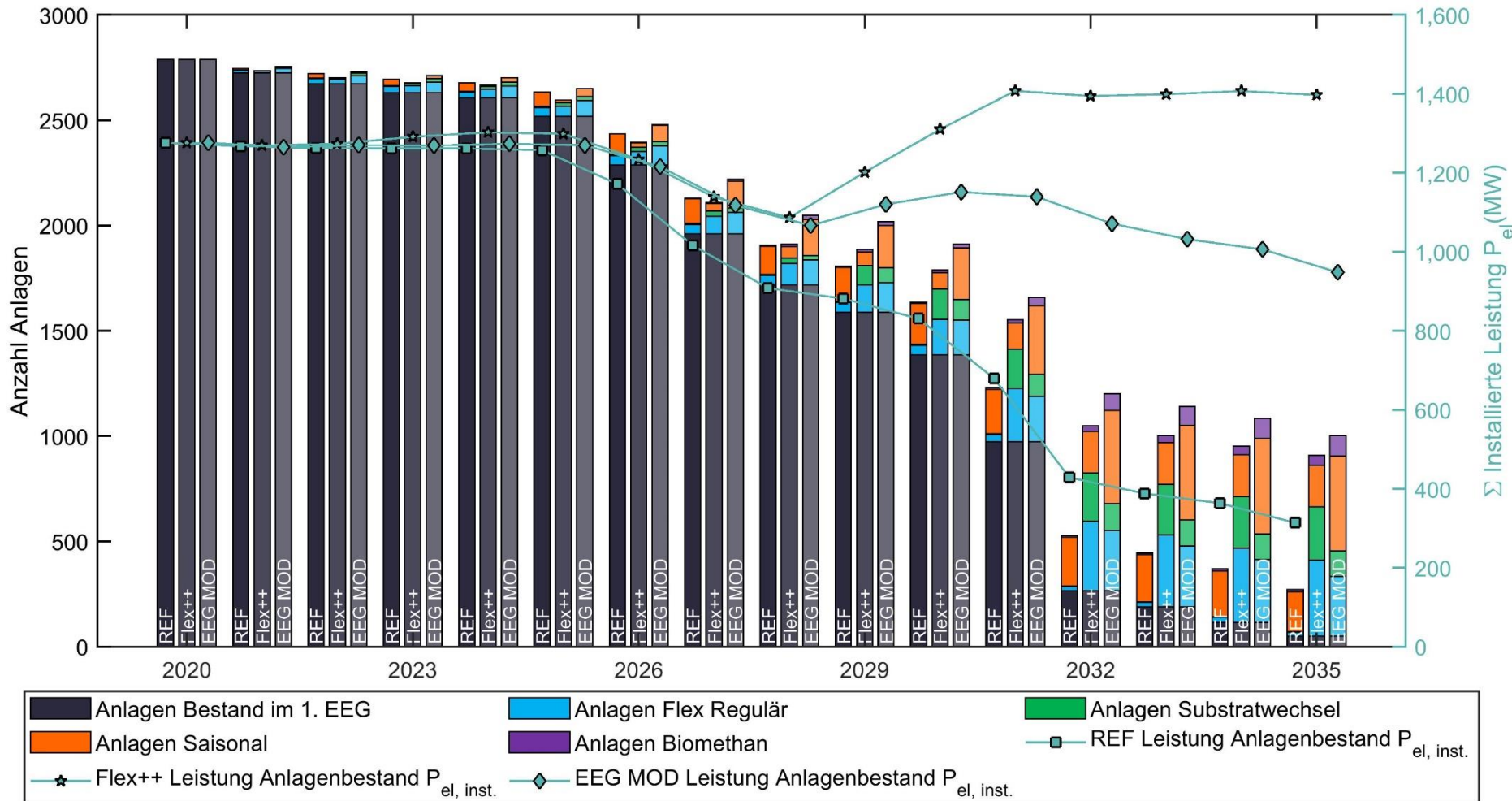
- Vereinzelt Anlagen mit Folgekonzept „Saisonal“ weisen positiven Differenzbetrag auf → Betrieb ohne Förderung möglich
- Streuung bei „Saisonal“ am stärksten, da nicht alle BGA mit Wärmenutzung und stärkste BL Reduktion
- Substratwechsel erhöht Differenzbetrag leicht, senkt THG aber deutlich (im Vergleich ggü. „Flex Regulär“) → ökologische Vorteilhaftigkeit benötigt zusätzliche Erlöse, verschlechtert aber auch die Effizienz
- Geringster Differenzbetrag/höchste Effizienz bei Biomethan, zum Teil aber THG Vorteil ggü. Erdgas/fossile Referenz gering

Entwicklung Anlagenanzahl und Leistung im Szenario REF nach Regionen (ohne Biomethan)



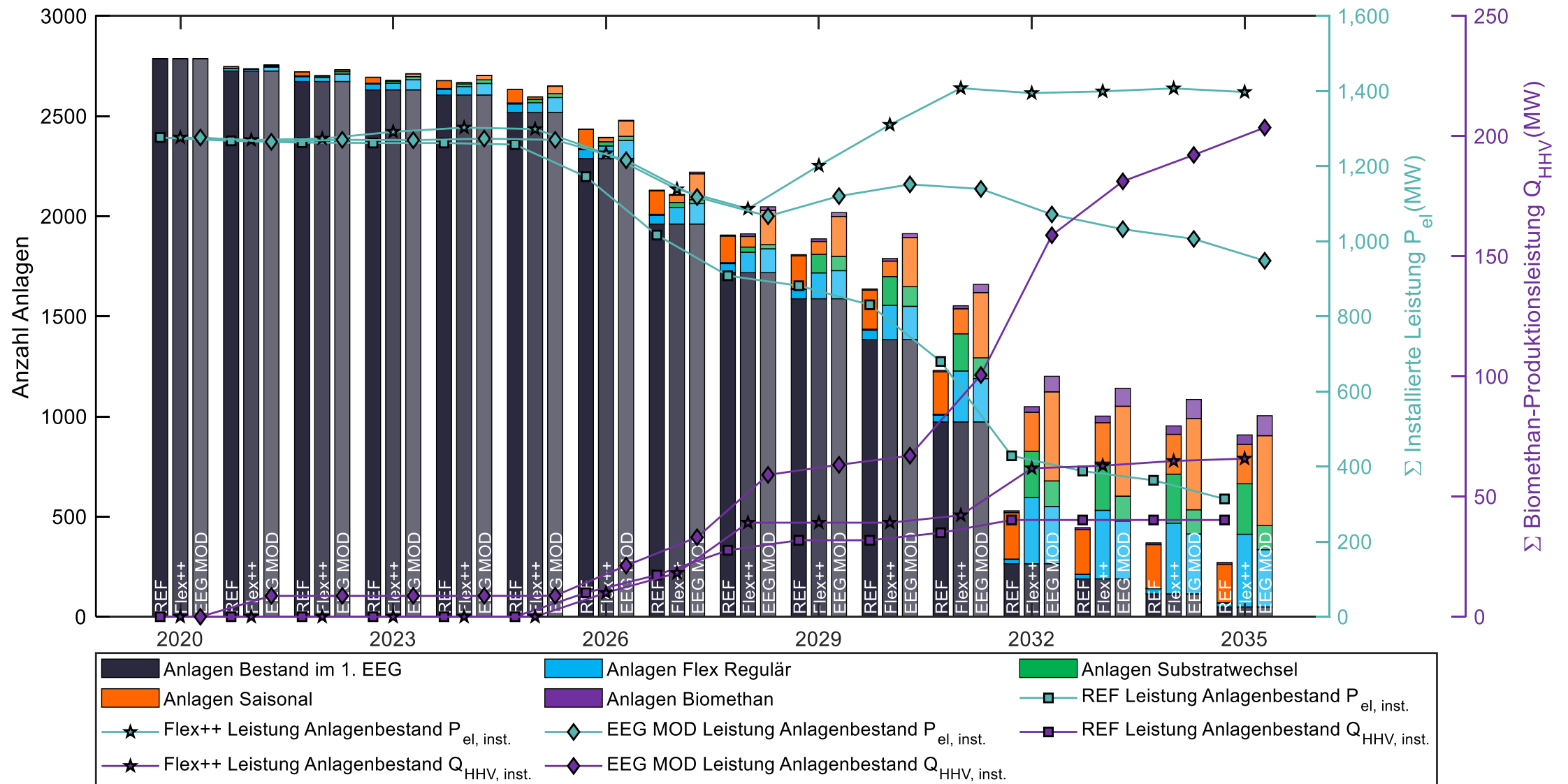
- Anlagenpark TH kann Leistung stabilisieren, Anlagenanzahl halbiert sich
- Größter Einbruch in NI, da hohe Anteil Nawaro und Substratpreissteigerungen zu hohen Anlegbaren Werten im Vergleich führen und Degression (nur 35% unter Maximal Gebot)
- Ähnliche Entwicklung in BW, hier durch kleinere Anlagen höhere Werte bei anlegbaren Werten (50% unter maximal Gebot)
- Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2023-2029 limitiert stark

Entwicklung Anlagenanzahl, Leistung und Folgekonzepte im Szenariovergleich



- REF führt zu einem starken Einbruch, insgesamt nur 8% im Weiterbetrieb, Leistung sinkt auf unter 400 MW bis 2035
- Flex++ Szenario begünstigt mehr Anlagen (31%) den Weiterbetrieb → Kapazität kann erhalten und leicht auf 1.400 MW gesteigert werden.
- Reguläre Flexibilisierung ggü. Saisonalisierung mit BL Reduktion vorteilhaft wenn Überbauung auf gleichem Niveau (Flex++ Szenario)
- Biomethan nur für sehr wenige Anlagen eine Option im Flex++ Szenario, im REF Szenario für keine Anlage aussichtsreich

Entwicklung Anlagenanzahl, Leistung und Folgekonzepte im Szenariovergleich



Schlussfolgerungen und Ausblick

- **Allgemein, relative geringes Kostensenkungspotential**
 - Erfordert **hohe Energie- oder/und CO₂-Preise** für Wirtschaftlichkeit
- **Saisonalisierung** (Wärme!) aussichtsreiches Konzept für den Weiterbetrieb im EEG, auch in Bezug auf THG-Reduktion durch Nawaro Einsparungen.
 - Erfordert höhere Überbauung um Flexibilität im Winter zu erhalten
- **Substratwechsel** verbessert ebenfalls THG-Emissionen und erhöht aber LCOE,
 - Aktuell kein Gegenwert bei Vorort-KWK, deswegen nur in Kombi mit Biomethan zu denken
- **Biomethan** durch THG-Quote (Verkehr) ein Option, aber **nur bei hoher THG-Minderung und kleinem Marktvolumen!**
 - Substratoptimierung mit THG-Emissionen als Randbedingung
- Allgemeine Strategien müssen sein: **größere Anlagen (BL>150kW)** mit möglichst **hohem Anteil Nicht-Nawaro** und **höherer Überbauung (3+)** → Effizienzgewinne, Kostendegression und THG-Minderung heben
- **Neue Organisations-/Logistikmodelle speziell bei kleinteiliger Agrarstruktur** notwendig (Skaleneffekte) immer Abwägung Vorort vs. Transport (Rohgas oder Biomasse)



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



Dr. Ludger Eltrop

Email: ludger.eltrop@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49-711-685-87816

Institut für Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung
Heßbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



Dipl.-Ing. Joshua Güsewell

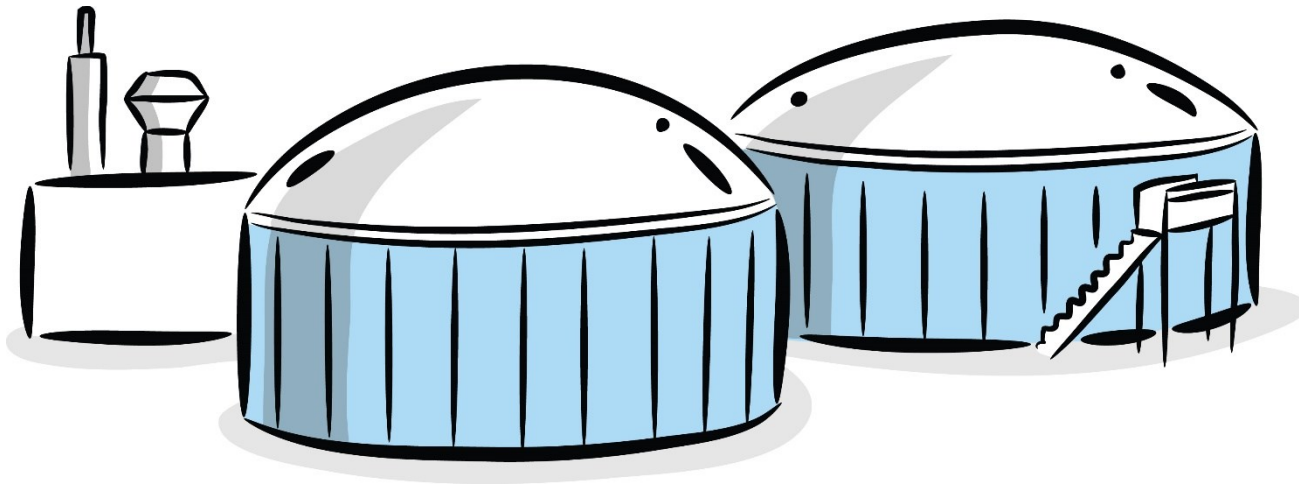
Email: joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49-711-685-87853

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung
Heßbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart



LEUPHANA
UNIVERSITÄT LÜNEBURG



Optionen zur Gestaltung und zur Deckung des Finanzbedarfs von Folgekonzepten für Biogasanlagen

Doppelabschlussveranstaltung Bioenergie Post-EEG
Berlin, 19.02.2020

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Agenda

- **Übersicht über Produkte und Absatzmärkte**
 - Finanzierungsinstrumente
-

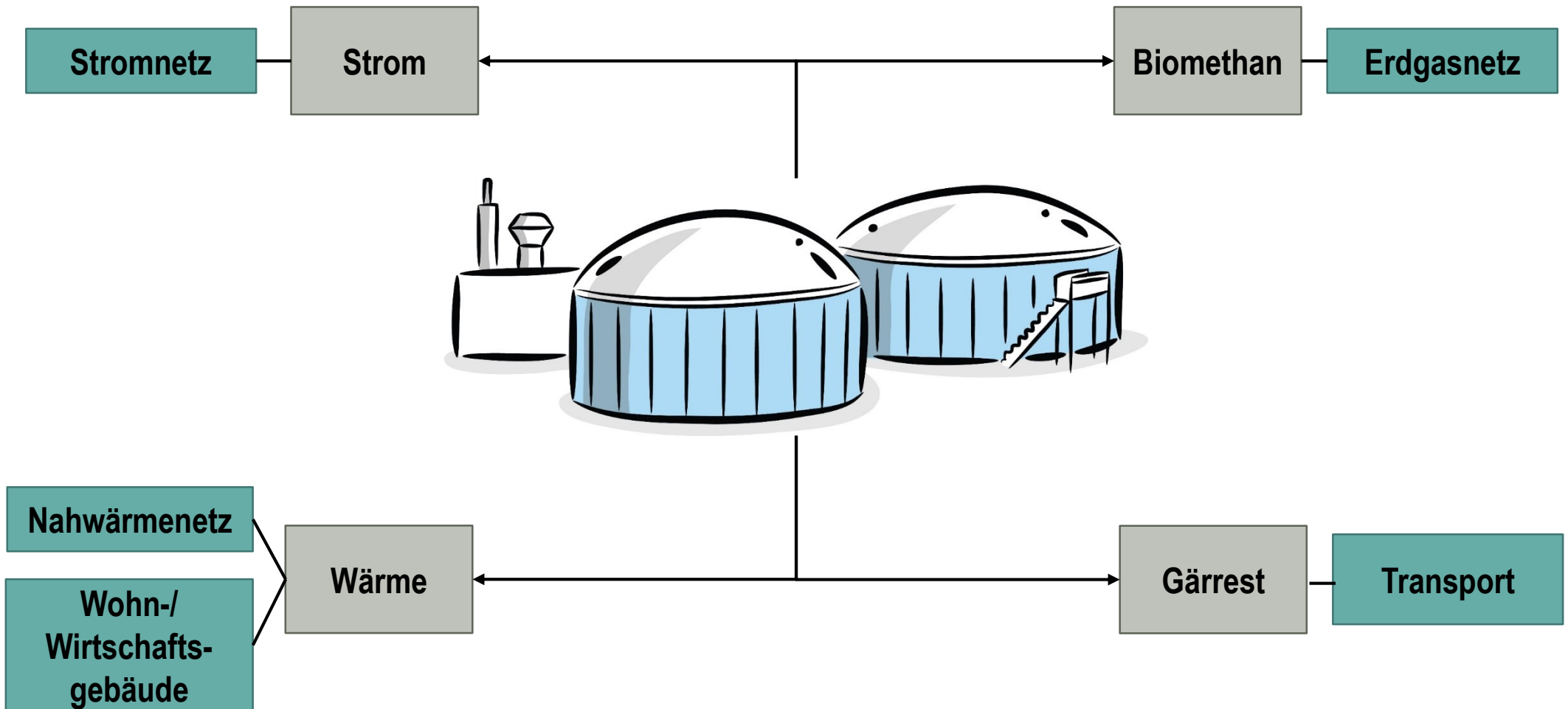


„Finanzierungsinstrumente“

- Instrumente zur Deckung des Finanzbedarfs = Finanzierungsinstrumente im betriebswirtschaftlichen Sinne
 - z.B. Eigenkapital, Bankkredit [vgl. Fazit]
- Instrumente zur Gestaltung des Finanzbedarfs (Kosteneinsparungen, „Erlösquellen“)
= „Refinanzierung“ im energiewirtschaftlichen Sinne

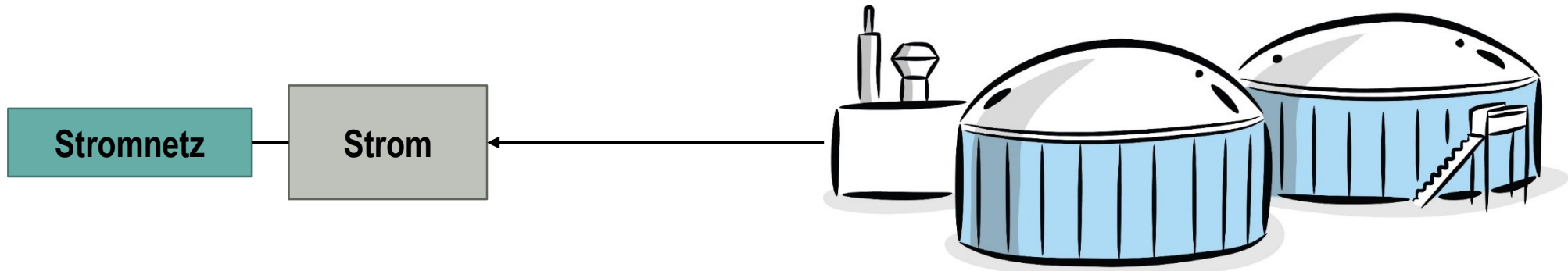


Produkte und Absatzmärkte





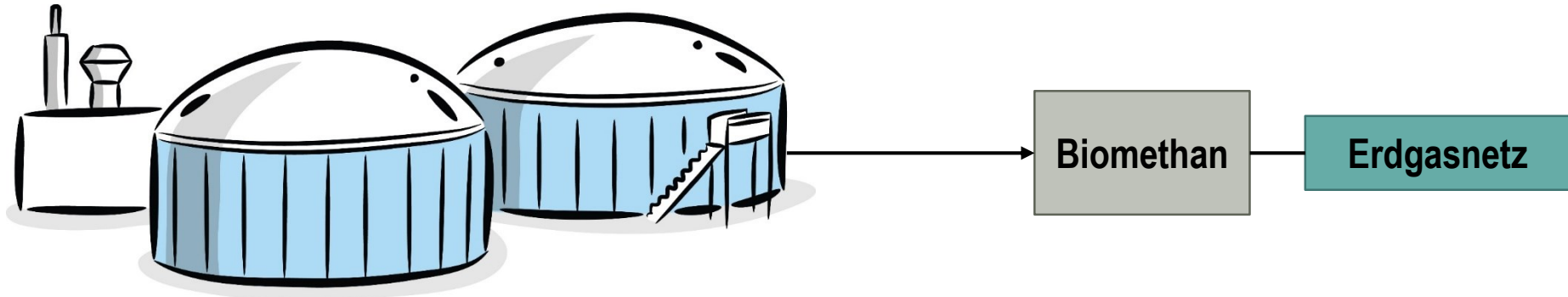
Produkte und Absatzmärkte – Strom



Absatzmarkt	Beschreibung	Erlöse
EEG	Teilnahme an den Ausschreibungen nach EEG 2017	<ul style="list-style-type: none">○ Pay-as-Bid-Verfahren○ Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag
Großhandelsmarkt	<ul style="list-style-type: none">○ Spotmarkt: Day-Ahead, Intraday-Handel○ Terminmarkt: Futures, OTC	<ul style="list-style-type: none">○ Nutzung der Preisdifferenz
Bilateral/OTC	Power Purchase Agreement → oft langfristiger Stromliefervertrag	<ul style="list-style-type: none">○ abhängig von vereinbarten Konditionen zwischen den Vertragspartnern
Regelleistungsmarkt	<ul style="list-style-type: none">○ Primärregelung (PRL)○ Sekundärregelung (SRL)○ Minutenreserveleistung (MRL)	<ul style="list-style-type: none">○ Leistungspreis und Arbeitspreis
Andere Systemdienstleistungen	Maßnahmen zu Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung	<ul style="list-style-type: none">○ bisher noch kein Markt vorhanden bzw. bilaterale Vereinbarungen



Produkte und Absatzmärkte – Biomethan

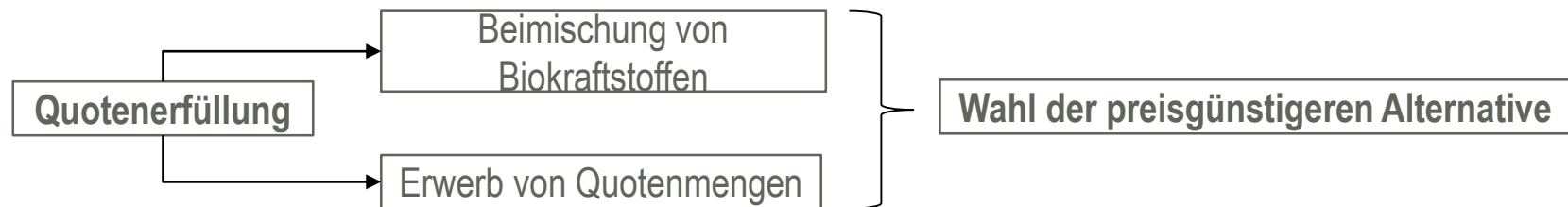


Absatzmarkt	Beschreibung	Erlöse
KWK	Erzeugung von Strom und Wärme durch KWK und effiziente Nutzung an Standorten in direkter Nähe zu Wärmesenken (bspw. städtische Gebiete)	<ul style="list-style-type: none">○ Vergütung des Stroms nach EEG○ Vermarktung der Wärme (muss für den Erhalt der EEG-Vergütung vollständig genutzt werden)
Wärme	alleinige Erzeugung von Wärme zur Objektversorgung	<ul style="list-style-type: none">○ Vermarktung der Wärme als „grüne Wärme“
Kraftstoff	Biomethan wird im Mobilitätssektor als Kraftstoff vermarktet	<ul style="list-style-type: none">○ Verkauf des Kraftstoffes○ Handel der Treibhausgasminderungsquote → abhängig vom Einsatzstoff
Stoffliche Nutzung	stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie zur Erzeugung von Synthesegasen, die zur Herstellung von Basischemikalien und Chemieprodukten dienen	<ul style="list-style-type: none">○ Betrieb einer „Hof-Biogastankstelle“○ Verkauf von Methan und Kohlenstoffdioxid○ <i>Bioraffinerie</i>



Produkte und Absatzmärkte – Biomethan im Kraftstoffmarkt

- quotenverpflichtete Mineralölunternehmen haben mehrere Möglichkeiten ihre THG-Minderungsanforderungen (aktuell 6 %) zu erfüllen



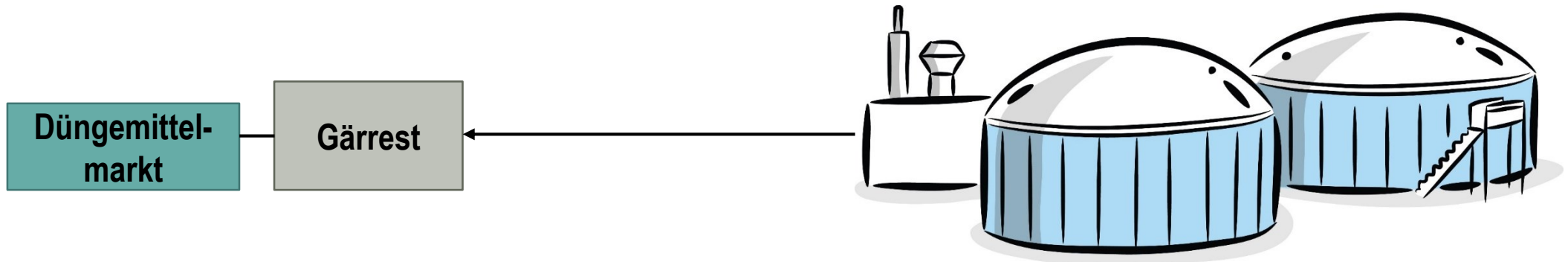
- Kaufvertrag zwischen Erdgastankstelle und Mineralölunternehmen muss geschlossen werden (Geld gegen Übertragung der Quotenmenge)
- Konkurrenz zu Anbietern von Biodiesel bzw. Bioethanol

Erlöse in Abhängigkeit vom CO₂-Preis und der THG-Minderung des Biomethans

- Pönale in Höhe von 470 €/t CO₂-Äq → höchster (Markt-)Wert



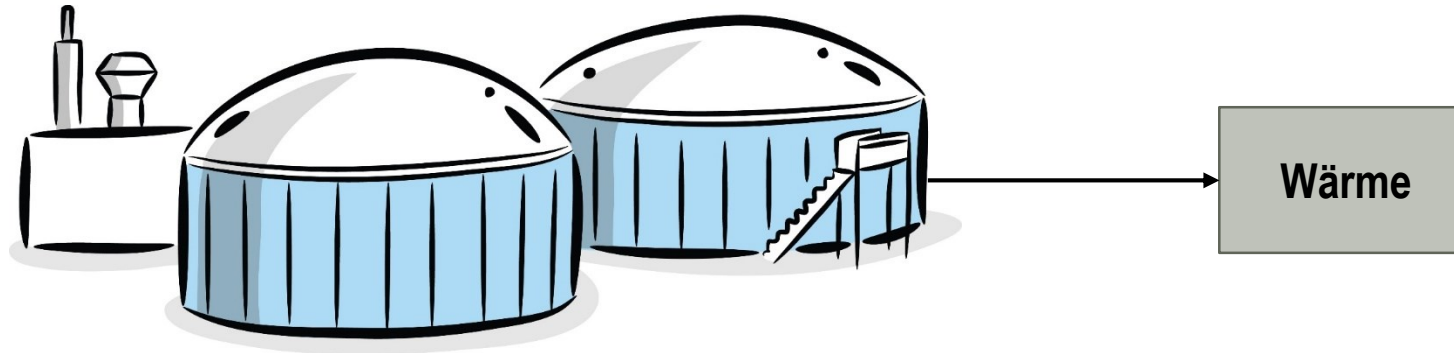
Produkte und Absatzmärkte – Gärrest



Absatzmarkt	Beschreibung	Erlöse
Landwirtschaft	Ausbringung (meist unbehandelt) als Dünger und Bodenverbesserer	abhängig von der Region: <ul style="list-style-type: none">○ Nährstoffüberschussregionen: negative Preise○ Ackerbauregionen: positive Preis
Garten- und Landschaftsbau	Einsatz von kompostierten Produkten durch Gärtnereien und Landschaftspflegebetriebe	<ul style="list-style-type: none">○ Marktpreis für Dünger○ bilaterale Vereinbarungen (Substrat gegen Dünger)
Privatgärtner	Ergänzung oder Ersatz von mineralischen Düngemitteln. Kosten für Verpackung, Vermarktung und Vertrieb müssen berücksichtigt werden.	<ul style="list-style-type: none">○ hohe Verkaufspreise erzielbar (bis zu 9 €/kg)



Produkte und Absatzmärkte – Wärme



Absatzmarkt	Beschreibung	Erlöse
Nahwärmenetz	Biogasanlagenbetreiber als Eigentümer/Betreiber der Wärmenetze. Preismodelle können ein Fixpreis für die gesamte Laufzeit oder an einen Index angebunden sein.	<ul style="list-style-type: none">○ durchschnittlicher Arbeitspreis von 2,6 Ct/kWh (kostenlose Abgabe bis 9 Ct/kWh)○ Preisunterschiede je nach Nutzungsart und Versorgungsgrad



Agenda

- Übersicht über Produkte und Absatzmärkte
 - **Finanzierungsinstrumente**
-



Instrumente zur Gestaltung des Finanzbedarfs

— Betrieblich:

1. technische Anpassungen an den bestehenden Anlagen (Retrofit)
2. Erschließung von für den Betrieb neuen, im System schon bestehenden Ertragsquellen
3. Erschließung von neuen Ertragsquellen, die sich durch technische Weiterentwicklungen und/oder Entstehung neuer Märkte ergeben

— Verhandlungslösungen

— Öffentlich:

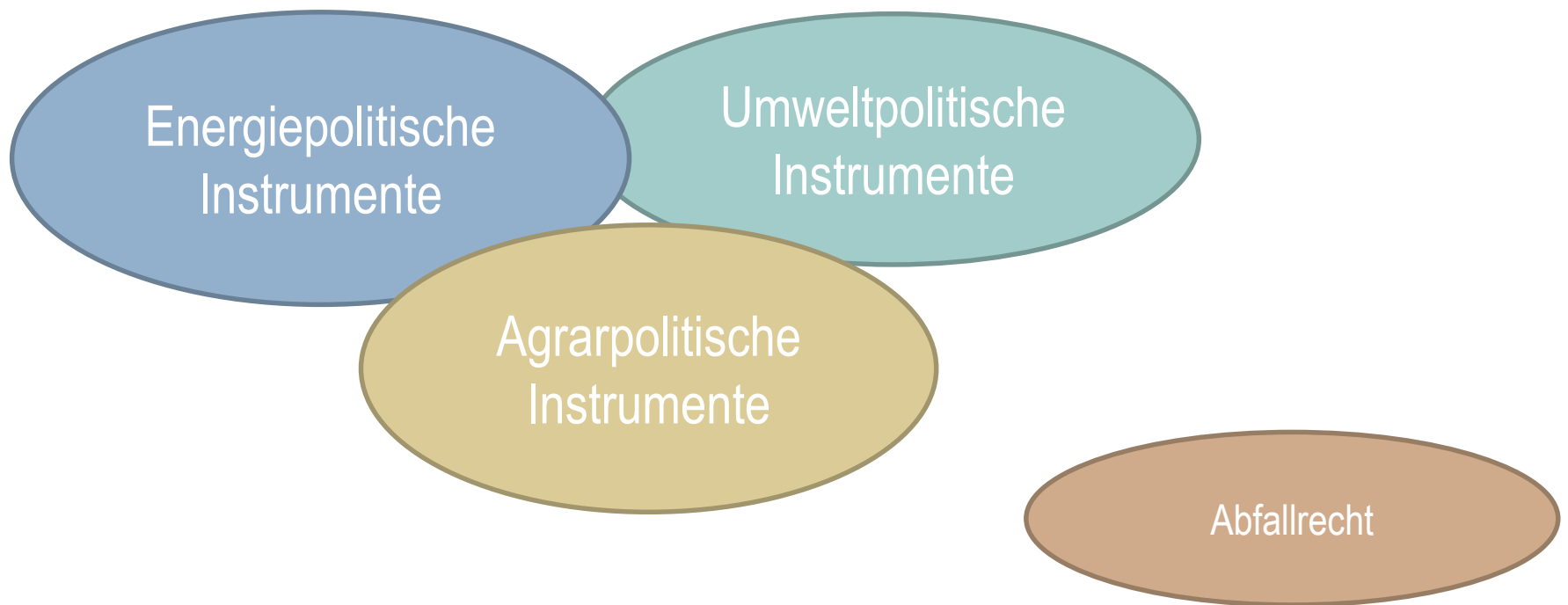
1. Auflagen [Ordnungsrecht]
2. Abgaben und Kompensationen [preisbasierte ökonomische Instrumente]
3. Zertifikate und Quoten [mengenbasierte ökonomische Instrumente]
4. Umwelthaftung
5. Kennzeichnung/Siegel/Informationen [suasorische Instrumente]



Öffentliche Instrumente und Märkte

Verringerung der Umwelteffekte im Vergleich zu Substituten (Strom, Wärme, Kraftstoff, Dünger)

Verringerung der Umwelteffekte des Agrarbetriebs





Umwelt- und agrarpolitische Instrumente und Märkte

— Wechselwirkungen mit Greening-Anforderungen sowie Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen

- eher indirekte Wirkungen
- eher nicht so stark ausgeprägt

— Verringerung THG-Emissionen

- im EEG: Güllebonus
- stärkere Bedeutung zukünftig, insbesondere bei Einbezug der Landwirtschaft in Emissionshandel

— Verringerung Geruchsemissionen



Umwelt- und agrarpolitische Instrumente und Märkte

— Ökosystem-Dienstleistungen

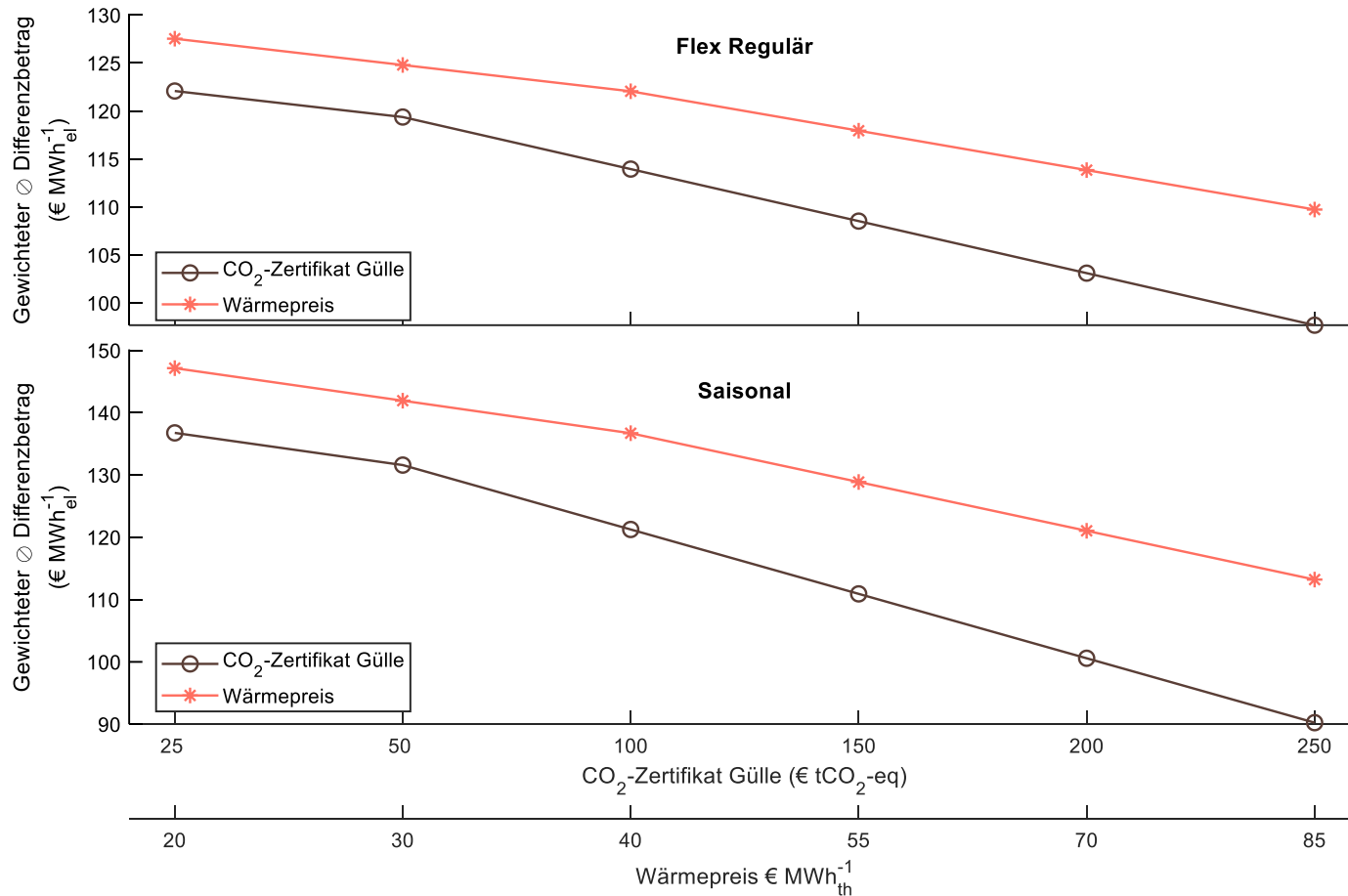
- z.B. Biodiversität
- z.B. Landschaftsbild

— Nährstoffmanagement

- aktuell: Düngerecht
- potenziell: Überschussabgabe
- regionaler Ausgleich (Transportfähigkeit)



Sensitivität von Wärmepreis und möglichen CO₂-Güllezerifikaten



Randbedingungen CO₂:

- Wärmeerlöse 30 €/MWh
- Stromerlöse basierend auf historischem Mittel
- Rest wie REF-Szenario

Randbedingungen Wärme:

- Kein CO₂-Güllezerifikat
- Stromerlöse basierend auf historischem Mittel
- Rest wie REF-Szenario

→ Einfluss auf saisonales Konzept deutlich stärker, da 1) mehr Wärmenutzung und 2) kleinere Anlagen (BL-Reduktion) in denen die gleichen absoluten Erlöse aus den CO₂-Güllezerifikaten stärker wirken

→ Skaleneffekte können so ausgeglichen werden



Fazit

—Strom/Wärme:

- i.d.R. Kombination von mehr Erlösquellen, Wärmeeerlöse werden wichtiger
- sich entwickelnde Geschäftsfelder => unsicherer für Banken => höhere Anforderungen an Betreiber und mehr Eigenkapital

—Biomethan/Kraftstoff:

- wachsender Markt, hohe THG-Minderung durch Gülleeinsatz

—Transformationspfade für einzelne Anlagen/Betreiber:

- verschiedene Optionen, deren Nutzung und Diffusion Zeit benötigt (Lernprozesse)

—Agrar/Umwelt:

- Interaktionen zwischen landwirtschaftlichem Betrieb und Biogasanlagen noch wichtiger
=> Gesamtoptimierung (einschl. Risikodiversifizierung)



Kontakt

Leuphana Universität Lüneburg
Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft
Universitätsallee 1
21335 Lüneburg

Dr. Lars Holstenkamp
Fon 04131.677-1931
Fax 04131.677-2169
lars.holstenkamp@leuphana.de
» www.leuphana.de

Katharina Scherge, M.Sc.
Fon 04131.677-1936
Fax 04131.677-2169
katharina.scherge@leuphana.de
» www.leuphana.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Abschätzung zur Bestandsentwicklung über Umsetzung der Geschäftsfelder aus dem Projekt BE20plus

Martin Dotzauer, Katharina Schering, Tino Barchmann

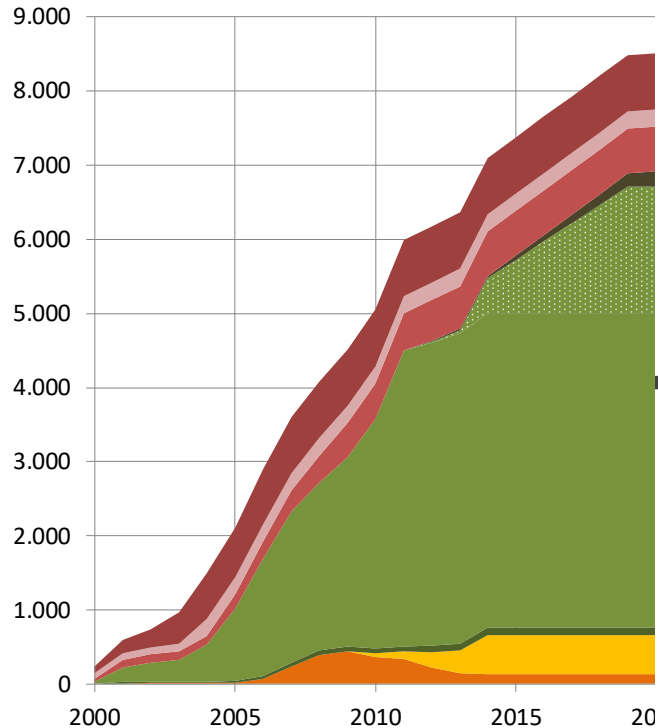


Agenda



- Bestandsentwicklung im Stromsektor
- Bewertung der Geschäftsfelder
- Methodik: Ziele, Bausteine und Grenzen
- Variation wesentlicher Einflussgrößen
- Ergebnisse der Entwicklung für Bioenergieanlagen für eine Variante
- Zusammenfassung

Bestandsentwicklung im Stromsektor



Quelle: DBFZ, 2018



- Entwicklung des Bestands
- EE-Strom
- EE-Wärme
- steuerbare Leistung
- THG-Vermeidung
- Umsatz Einsatzstoffe
- Wertschöpfung
- Beschäftigung

Bestandsentwicklung im Stromsektor



- geringer Zubau von Neuanlagen (Gülleanlagen & Abfall-Biogas)
Annahme auf Basis der letzten 3 Jahre ~ 58 MW p.a.:
 - Güllekleinanlagen: 5,3 MW
 - Abfall-Biogasanlagen: 24,7 MW
 - Altholzkraftwerke: 28 MW
- Überführung der Bestandsanlagen abhängig von der Umsetzbarkeit von Anschlussgeschäftsmodellen → generalisierter Ansatz
- betriebswirtschaftliche Bewertung ist im Einzelfall sehr unterschiedlich → Nutzung von Variantenrechnungen

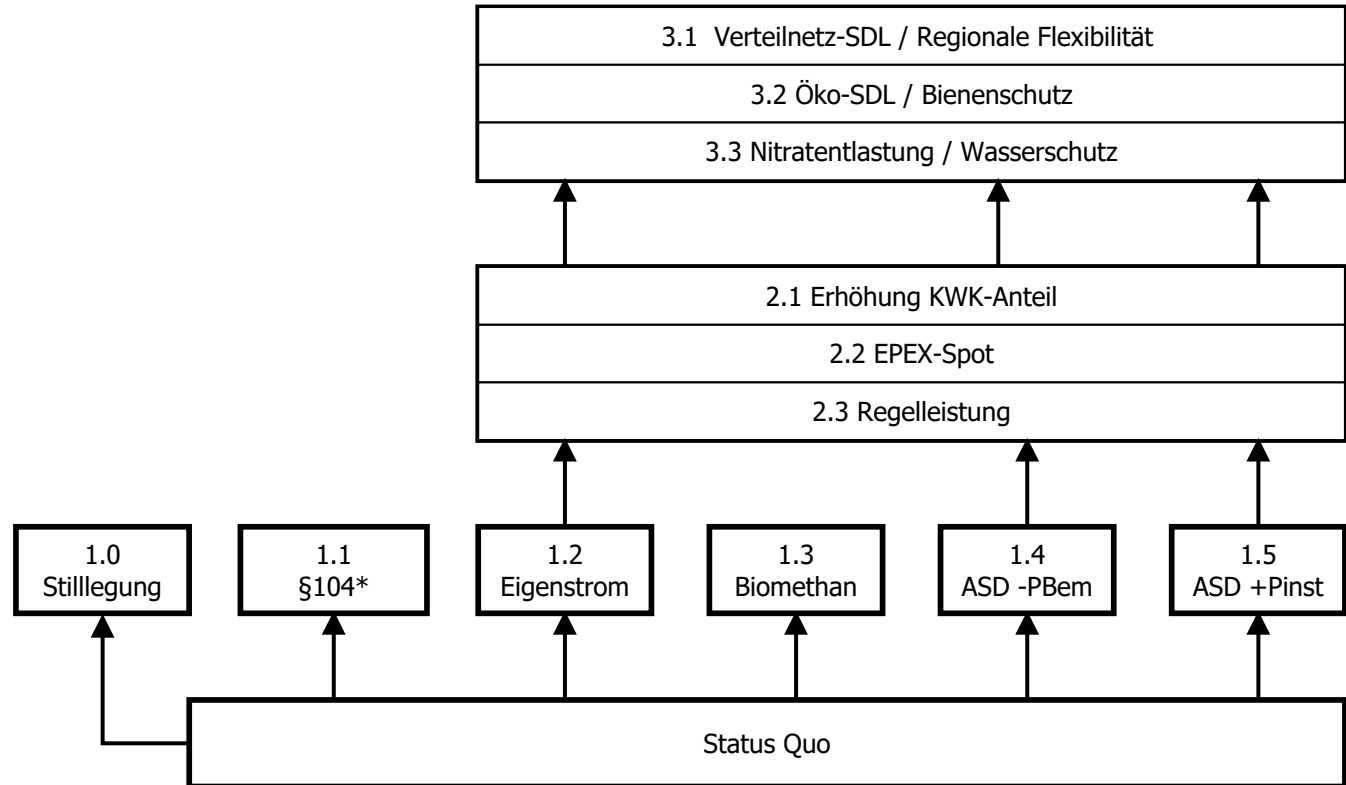
Geschäftsfelder - Übersicht



Innovative GF
(kumulativ)

Optimierte GF
(kumulativ)

Referenz-GF
(alternativ)



Geschäftsfelder - Kriterien



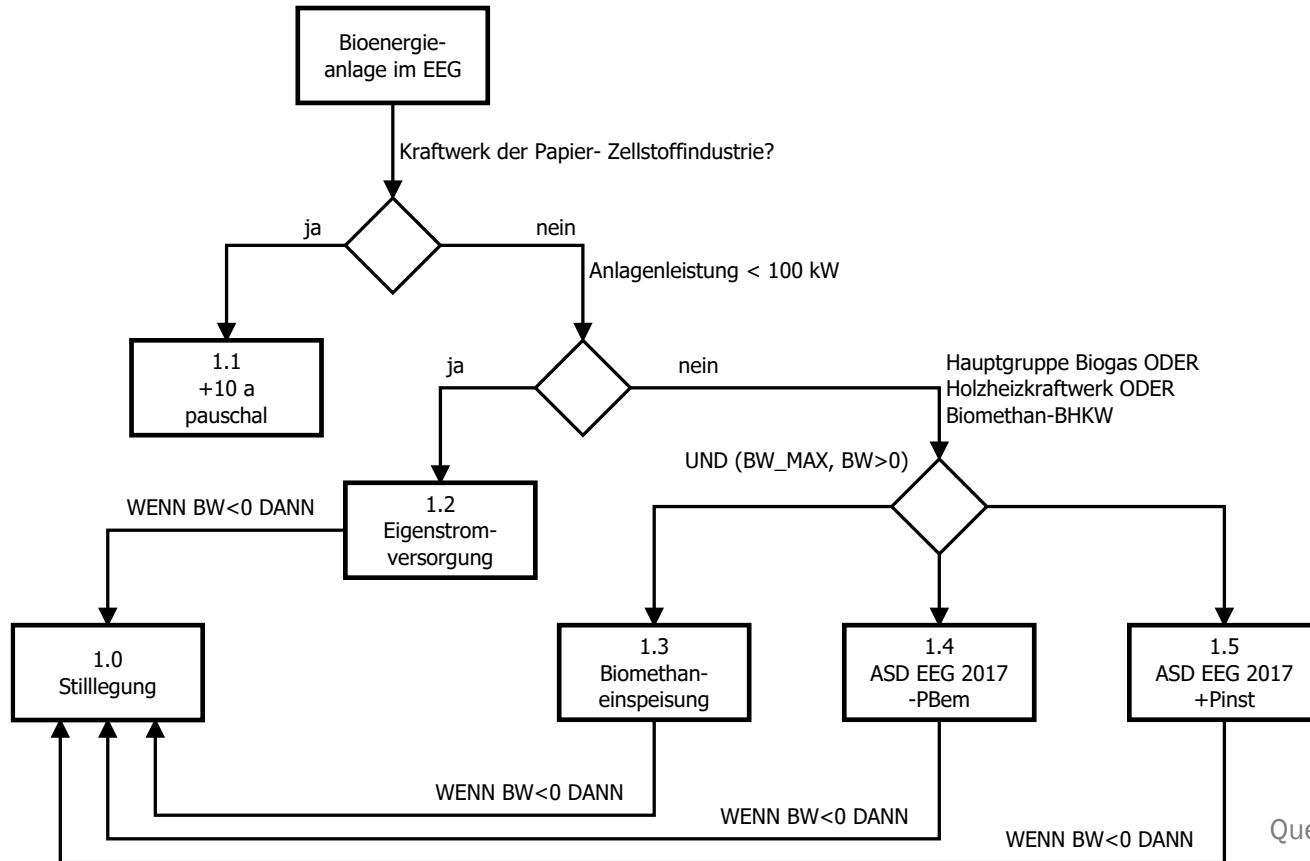
- Zielstellung: Identifizierung grundlegender Effekte aus Betriebssicht
- PÖI-BHKW ohne explizite Anschlussperspektive
- Geschäftsfelder wurden zur Vergleichbarkeit auf eine 10-jährige Anschlussphase normiert:
 - Ausschreibungsdesign (ASD) und § 104 EEG 2017 sind explizit auf 10 Jahre angelegt
 - wesentliche Anlagenteile sind ursprünglich für 20 Betriebsjahre konzipiert (z.B. Fermenter, Kessel) und 10 Jahre Anschlussbetrieb erscheinen realistisch
 - längere Abschreibungsdauern für Wärmenetze und Biomethanpooling wurden durch entsprechende Restwertansätze berücksichtigt

1. Erhebung der Kosten und Erlöse für die einzelnen Geschäftsfelder, möglichst spezifisch für die Anlagengruppen
2. Berechnung der Annuitäten für alle Geschäftsfeldenelemente
3. Priorisierung der Geschäftsfelder auf Basis der Annuitäten
4. zusätzlicher „Filter“ für Anlagen im Ausschreibungsdesign (Einhaltung Höchstgebotsgrenze und Kappung bei Überzeichnung)
5. „Aufschichten“ des Anlagenbestandes:
Rumpfportfolio \ Neuanlagen \ verlängerte Anlagen

Methodik - Ziele

- Aufzeigen grundsätzlicher Umsetzungsoptionen für den Weiterbetrieb
- Darstellung von Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Geschäftsfeldkombinationen und Variation der Einflussfaktoren
- Abschätzung der Bestandsdynamik unter dem gegenwärtigen Rechtsrahmen
- Quantifizierung der Effekte für die vor- und nachgelagerten Sektoren: Forst-, Agrar-, Abfallwirtschaft sowie Strom, Wärme, THG-Emissionen

Geschäftsfelder Priorisierung



- keine Betrachtung auf Einzelanlagenebene (fehlende Daten)
- keine Betrachtung räumlicher Effekte (vor allem kostenseitig)
- vereinheitlichte Annahmen zur Preisentwicklung für Edukte (Einsatzstoffe, Hilfsenergie) und Produkte (Strom, Biomethan, Wärme)
- konservativer Berechnungsansatz – in der Praxis Weiterbetrieb unter Umständen auch mit weniger Re-Invest möglich

Variation von Einflussgrößen

Abbilden von
Unsicherheiten:

- Preisentwicklung Edukte
- Umsetzbarkeit der Geschäftsfelder

Stufen der
Geschäftsfeldkaskade



Variation der Einsatzstoffpreise



S1: niedrig S2: mittel S3: hoch

G3: RGF+oGF+iGF	S1_G3	S2_G3	S3_G3
G2: RGF+oGF	S1_G2	S2_G2	S3_G2
G1: RGF	S1_G1	S2_G1	S3_G1

Ergebnisse – S1G1 / Einschränkungen



- Rechenmodell ist noch in der Validierungsphase
- Berechnung der Variationen S1G2 bis S3G3 erfolgen in Q2/2020
- Ableitung von konkreten Handlungsempfehlungen erfolgt, wenn vollständige und robuste Ergebnisse vorliegen
- Grundsätzliche Dynamik der Bestandsentwicklung in der Variante S1G1 ist bereits als sehr valide einzuschätzen

Ergebnisse – S1G1 / GF-Priorisierung

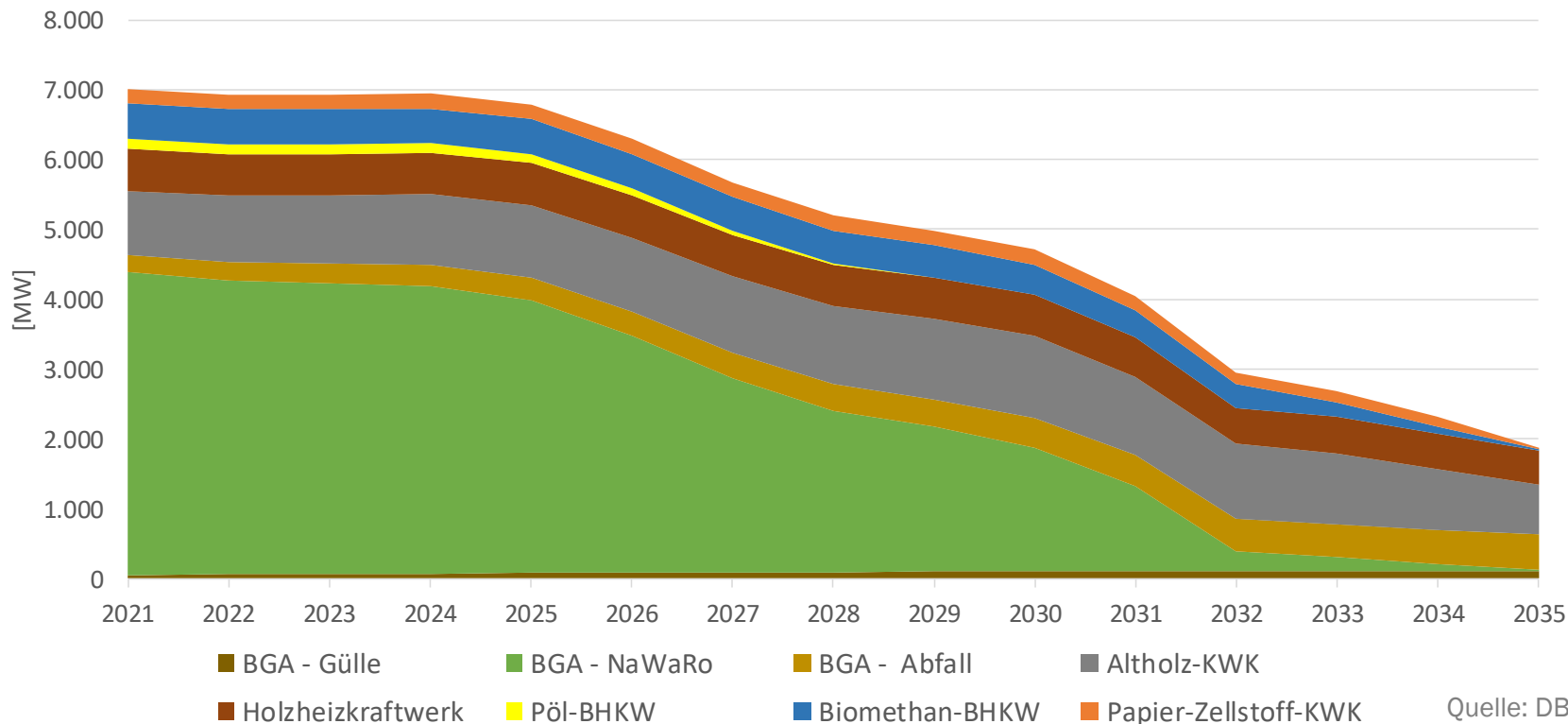


- kleinere Anlagen mit generell schlechterer Anschlussperspektive
- mittelgroße Anlagen fallen vorrangig ins Biomethan-Pooling
- „Eigenstromnutzung“ ist rein rechnerisch umsetzbar
- Im Ausschreibungsdesign weisen flexible Biogasanlagen Vorteile auf

Quelle: DBFZ, 2020

	1.0 Stilllegung		1.1 +10 a EEG§17		1.2 Eigenstrom		1.3 Biomethan		1.4 ASD-PBem		1.5 ASD+Pinst									
	BGA_G_75	BGA_G_150	BGA_N_250	BGA_N_500	BGA_N_750	BGA_N_1000	BGA_A_750	BGA_A_1000	BGA_A_2000	HKW_AH_10000	HKW_H_50	HKW_H_250	HKW_H_2000	HKW_H_5000	HKW_H_10000	BHK_P_250	BHK_M_50	BHK_M_250	BHK_M_1000	PZI_KWK_20000
2021	1.0	1.0	1.3	1.5	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2022	1.0	1.0	1.3	1.3	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2023	1.0	1.0	1.3	1.3	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2024	1.0	1.0	1.3	1.3	1.5	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2025	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2026	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.5	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2027	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.4	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2028	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2029	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2030	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
2031	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.0	1.4	1.1
2032	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.0	1.0	1.1
2033	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.0	1.0	1.1
2034	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.0	1.0	1.1
2035	1.0	1.0	1.3	1.3	1.3	1.0	1.0	1.4	1.0	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2	1.0	1.0	1.1

Ergebnisse – S1G1 / installierte Leistung



Quelle: DBFZ, 2020

Ergebnisse – S1G1 / ASD-Volumen

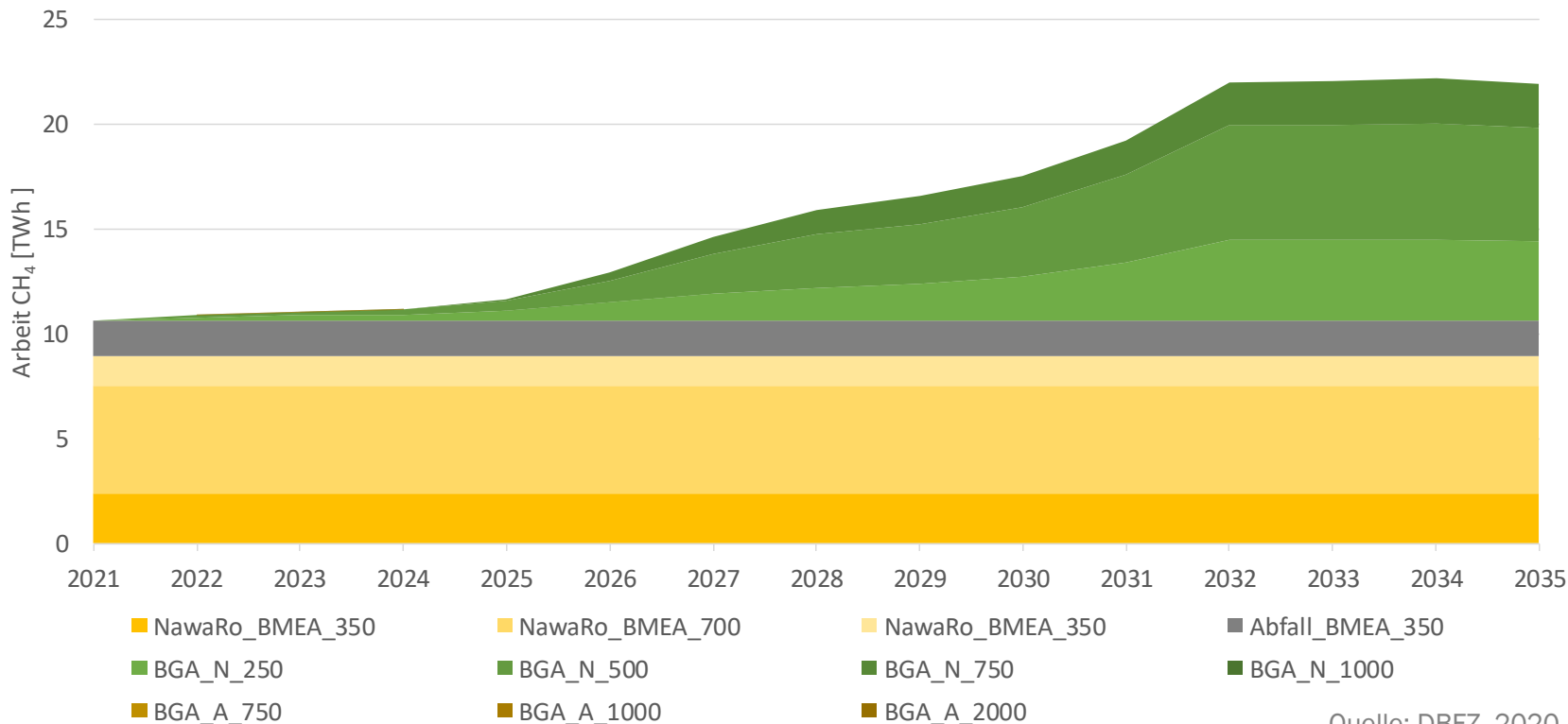
- Annahme zum Korridor ab 2023:
jährlich 200 MW
- Abzüglich der Neuinstallationen
(~30 MW)
- Aufbau eines wachsenden
Überhangs (ca. 2,5 GW)
- Degressive Gebotshöchstgrenze
erschwert zunehmend erfolgreiche
Gebote

Ausschöpfung Ausschreibungsvolumen

	[MW]	% Nettovol.	% Bruttovol.
2021	32	14%	16%
2022	48	13%	24%
2023	12	2%	6%
2024	1	0%	1%
2025	9	1%	4%
2026	70	7%	35%
2027	56	5%	28%
2028	60	4%	30%
2029	84	6%	42%
2030	98	6%	49%
2031	20	1%	10%
2032	19	1%	9%
2033	53	2%	26%
2034	25	1%	12%
2035	32	1%	16%

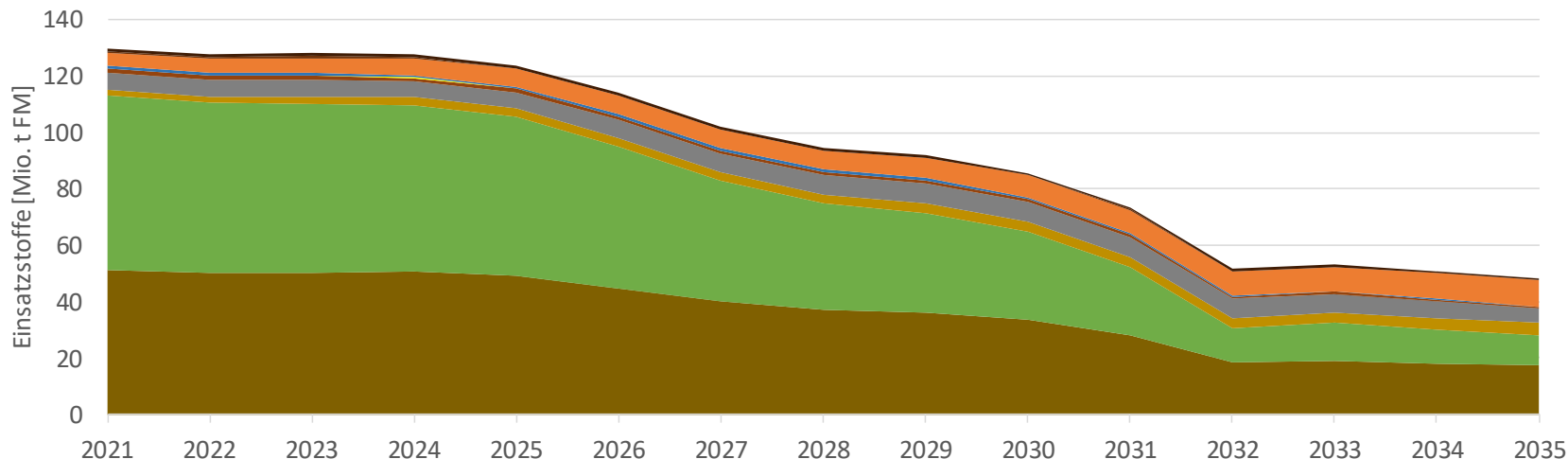
Quelle: DBFZ, 2020

Ergebnisse – S1G1 / Biomethankapazität



Quelle: DBFZ, 2020

Ergebnisse – S1G1 / Einsatzstoffumsatz



- Tierische Exkremente
- Siedlungsabfälle
- Waldholz
- Biomethan
- Zwischenfrüchte
- Industrierestholz

- Nawaro
- Altholz
- Pflanzenöl
- Industrielle Abfälle
- Stroh
- Halmgut- und holzartige Biomasse aus der Landschaftspflege

Quelle: DBFZ, 2020

- gegenwärtige Rahmenbedingungen bieten grundsätzliche Anschlussperspektiven für Bestandsanlagen
- Im Detail kann eine Umstrukturierung der Geschäftsfelder hohe Hürden haben
 - Eigenstromversorgung: hohe rechtliche und administrative Hürden
 - Umrüstung auf Biomethaneinspeisung mit hohem Investitionsrisiko
 - Konkurrenz unter den Anlagen steigt ab Mitte der 20er Jahre
- Beitrag der Bioenergie im Stromsektor geht langfristig trotz möglicher Anschlussstatbestände zurück → Effekte auf die vor- und nachgelagerten Sektoren
- trotz systemischer Mehrwerte zunehmende Diskrepanz in Bezug auf die Quantität (Energienmengen) als auch die Qualität (Flexibilität) der verbleibenden Anlagen

Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Ansprechpartner

Martin Dotzauer

martin.dotzauer@dbfz.de

+49 341 2434 385

Tino Barchmann

tino.barchmann@dbfz.de

+49 341 2434 375

**DBFZ Deutsches
Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

BE20plus

[Systemperspektive]

Auswirkungen auf den Stromsektor mit
Berücksichtigung der klimapolitischen
Ziele

„Folgekonzepte für die Post-EEG-Phase von
Bioenergieanlagen“ – Berlin, 19.02.2020

Samah Gouya,
Ludger Eltrop



UNIVERSITÄT
HOHENHEIM



Vortragsübersicht

1. Arbeitsziele
2. Methodische Vorgehensweise (Modellierung und Szenarioanalyse)
3. Ergebnisse der Szenarioanalyse
4. Ausblick, Schlussfolgerungen und Diskussion

Arbeitsziele

Arbeitsziele

Ziele

Formulierung und Analyse von Szenarien zur Nutzung der Bioenergie im Rahmen der Energiewende (post-EEG)

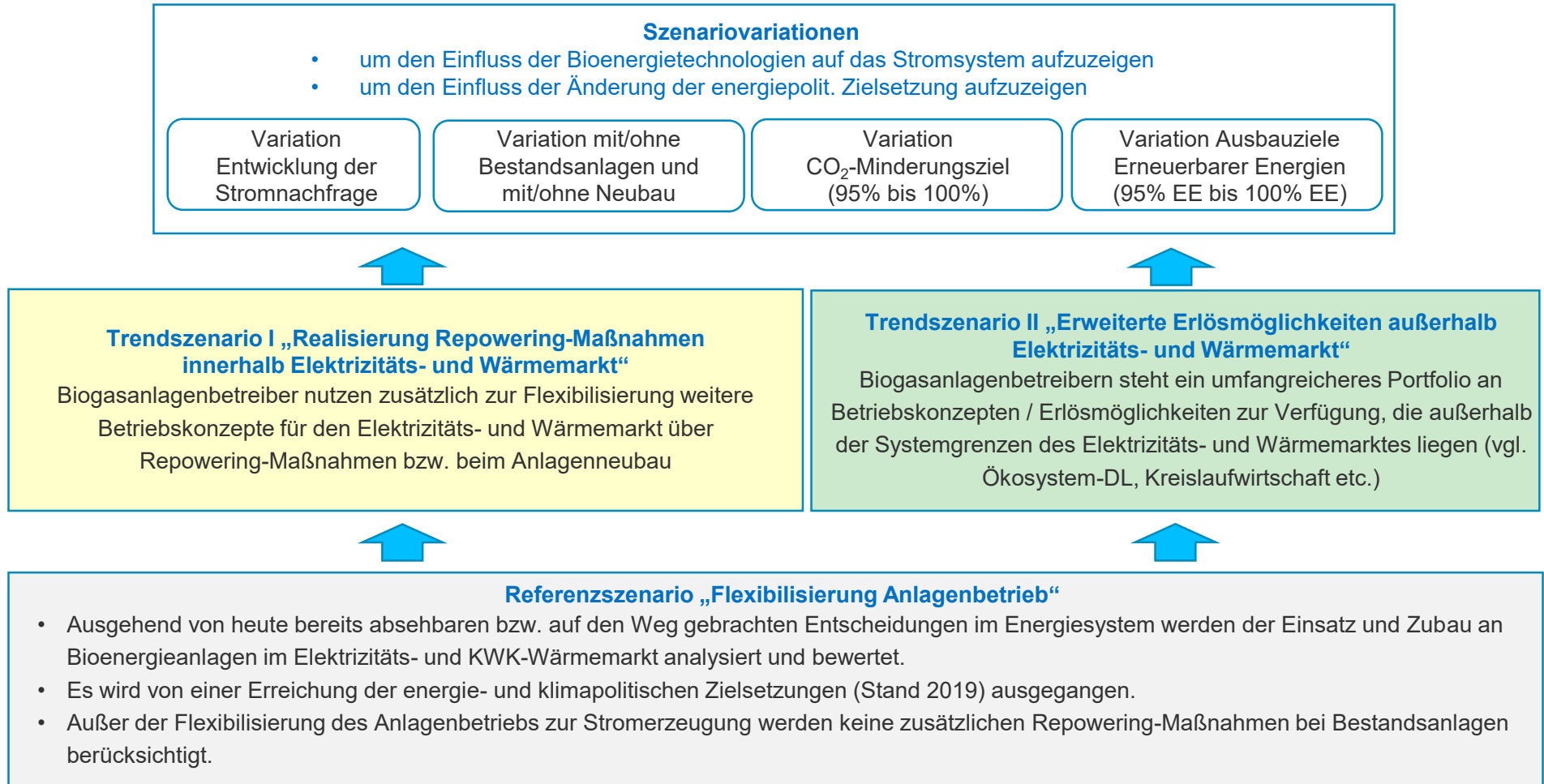
1. eines Referenzszenarios
2. verschiedener Trendszenarien unter Berücksichtigung von Geschäftsfeldern außerhalb der Energiewirtschaft

Arbeitsinhalte

- Erstellung, gemeinsame Abstimmung und modellgestützte Evaluierung der Nutzung von Bioenergie auf den Stromsektor (inkl. KWK-Wärme)
- Ermittlung der Systembeiträge und Systemkosten durch Bioenergie – Wertigkeit der Bioenergie durch Flexibilisierung, Klimaschutz und Wertschöpfung

2. Methodische Vorgehensweise

Szenarioarchitektur



Modellbeschreibung E2M2-Bio

Modellaufbau mit Input und Output-Parametern

Input

Einsatzplanung

- Einspeisung fEE
- Existierender Kraftwerkspark
- Techn. + ökon. Parameter

Investitionen

- Kraftwerke (konv. + EE)
- Flexibilitätsoptionen

Rahmenbedingungen

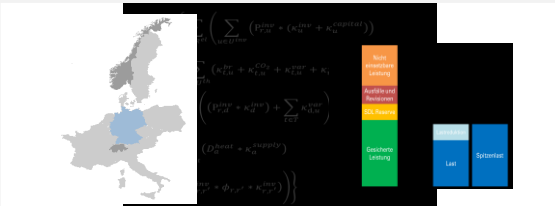
- Elektrizitäts-/Wärmenachfrage
- Politische Zielsetzungen

Biomasse

- Technologien
- Potenziale

Modell

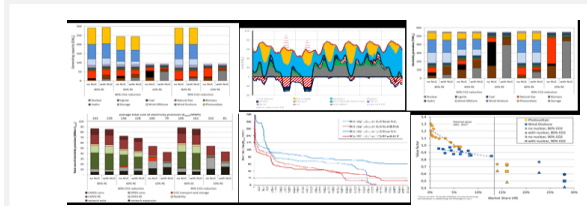
- Lineare Programmierung (LP/MIP)
- Zielfunktion
- Restriktionen (Lastdeckung, CO₂-Cap, Leistungsbilanz, Anteil EE)
- Mehrstufig mehrperiodischer Modellansatz



Ergebnisse

- Kraftwerkspark
- Dispatch/Einsatz (MIP)
- Erzeugung
- Systemkosten
- Strompreise
- Marktwert

- Nutzung Bioenergie
- Erschließung Wärmeregionen
- Integrations-Kosten
- Marktwert EE

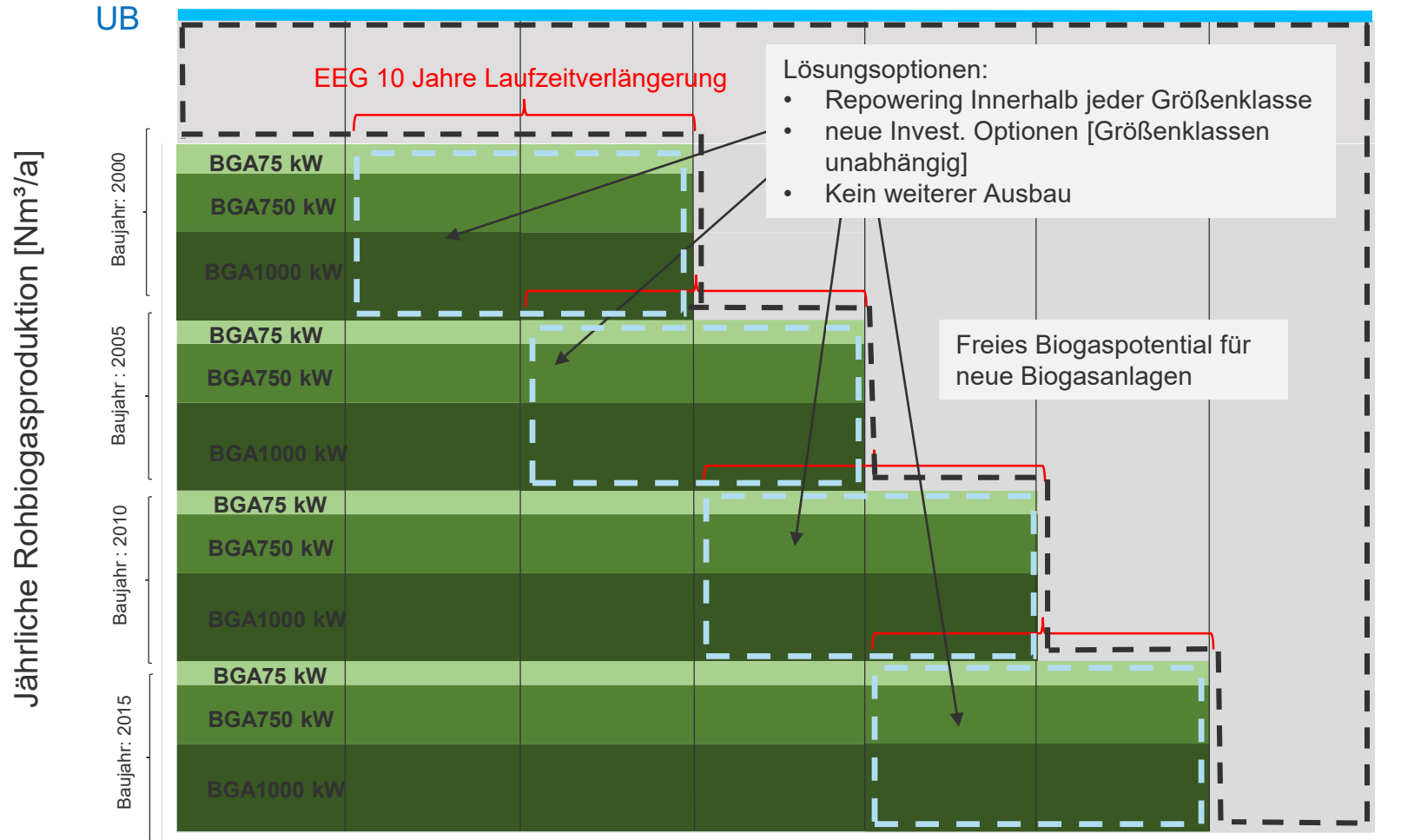


Modellversion E2M2-Bio

- Fundamentales **mehrstufig mehrperiodisches** Elektrizitätsmarktmodell für Europa
- **Investitionsentscheidung (LP)** für Kraftwerke, erneuerbare Energien, Speicher, NTC, weitere Flexibilitätsoptionen, und
- **simultane Optimierung der Einsatzplanung (LP/MIP)**
- Detailliert abgebildete Technologieoptionen zur Nutzung von Bioenergie
- Erweiterungen zur modellendogenen Analyse der **Sektorenkopplung Strom-Wärme**
- Myopische Optimierung auf jährlicher Basis mit stündlicher Auflösung

Investitionsentscheidungen für Biogasanlagen im Brownfield-Setup

Freies Potential



Übersicht der Biogas-Anlagenclusterung (EEG-Anlagenbestand) im Projekt und Modell

1. Aggregation
2. Kategorisierung

Die Biogasanlagen werden nach Inbetriebnahmejahr und Kategorien „geclustert“

Zeitliche Aggregation	
Inbetriebnahmejahr_Kategorie	Inbetriebnahmejahr der Anlage
2000	1998 - 2002
2005	2003 - 2007
2010	2008 - 2012
2015	2013 - 2017

Kategorisierung		
Kategorie	EXIST	Bestand
	REP	Repowering
	NEW	Neubau

Größenklasse (kW)	Bezeichnung
75	BGA75_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
250	BGA250_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
500	BGA500_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
750	BGA750_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
800	BGA800_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
1.000	BGA1000_Inbetriebnahmejahr_Kategorie
1.200	BGA1200_Inbetriebnahmejahr_Kategorie

3. Ergebnisse der Szenarioanalyse

Szenariorahmen

- Zeithorizon 2020 bis 2045
- Szenarien

OBM = ohne zusätzl.
Biomasse und ohne
zusätzl. Flexibilisierung
im Anschluss an EEG

REF = bis zu 5-fache
Überbauung erlaubt

TREND_I = REF +
Repowering + Neubau

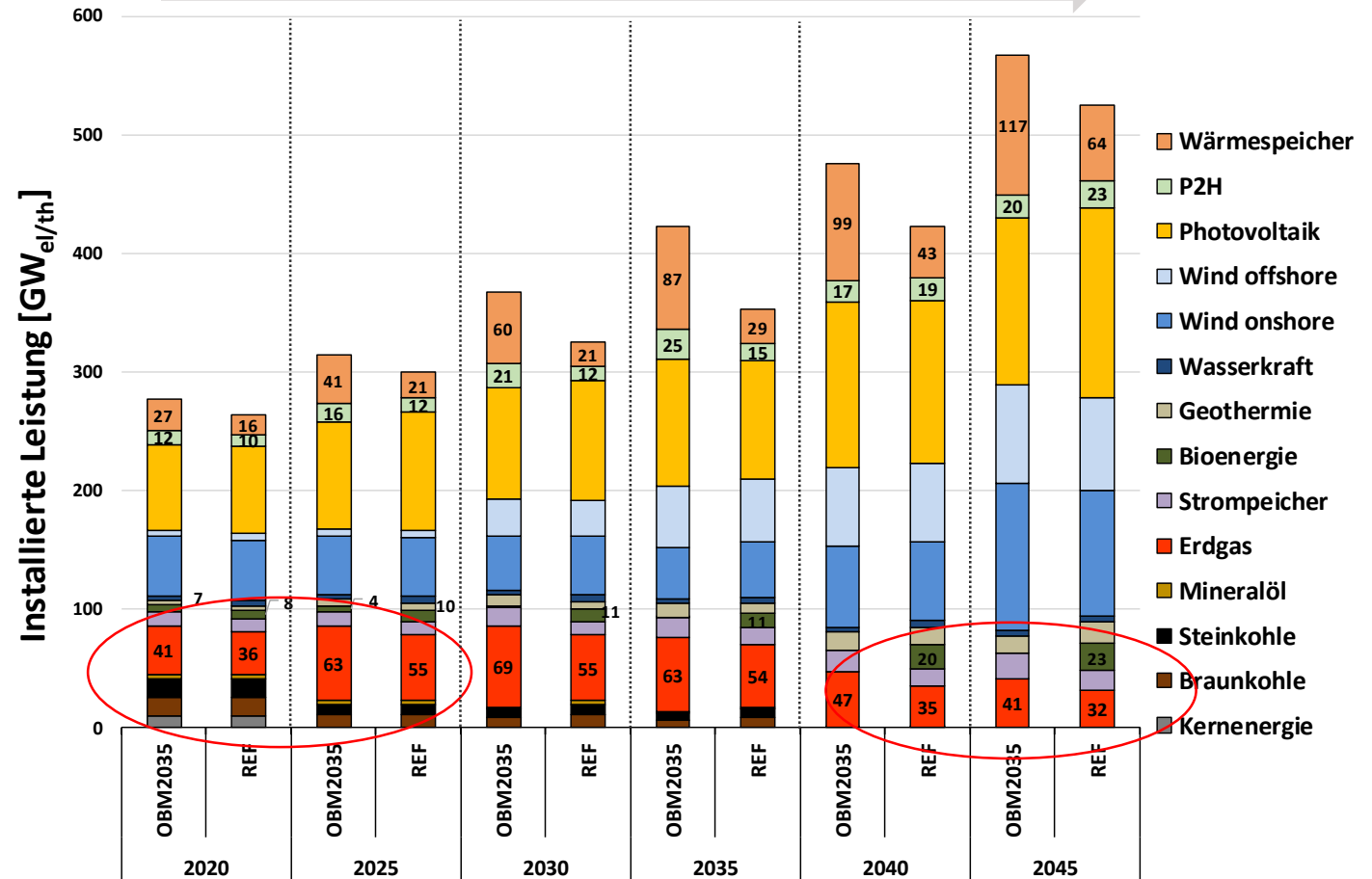
Jahr	Stromnachfrage [TWh/a]	EE-Anteile	CO ₂ -Cap Mio.t/a (ggü. 1990)
2020	597	40%	238
2025	629	53%	210
2030	660	65%	183
2035	733	73%	142
2040	806	80%	100
2045	854	88%	60
2050	901	95%	18 (~95 %)

Referenzszenario

Installierte Leistung

- Biomasse-Nutzung mindert notwendige installierte Leistung
- Fehlen von flex. Biomasse verstärkt Erdgas-Nutzung
- Flexibilisierung Anlagenbestand reduziert Bedarf an Wärme- und Stromspeichern und P2H

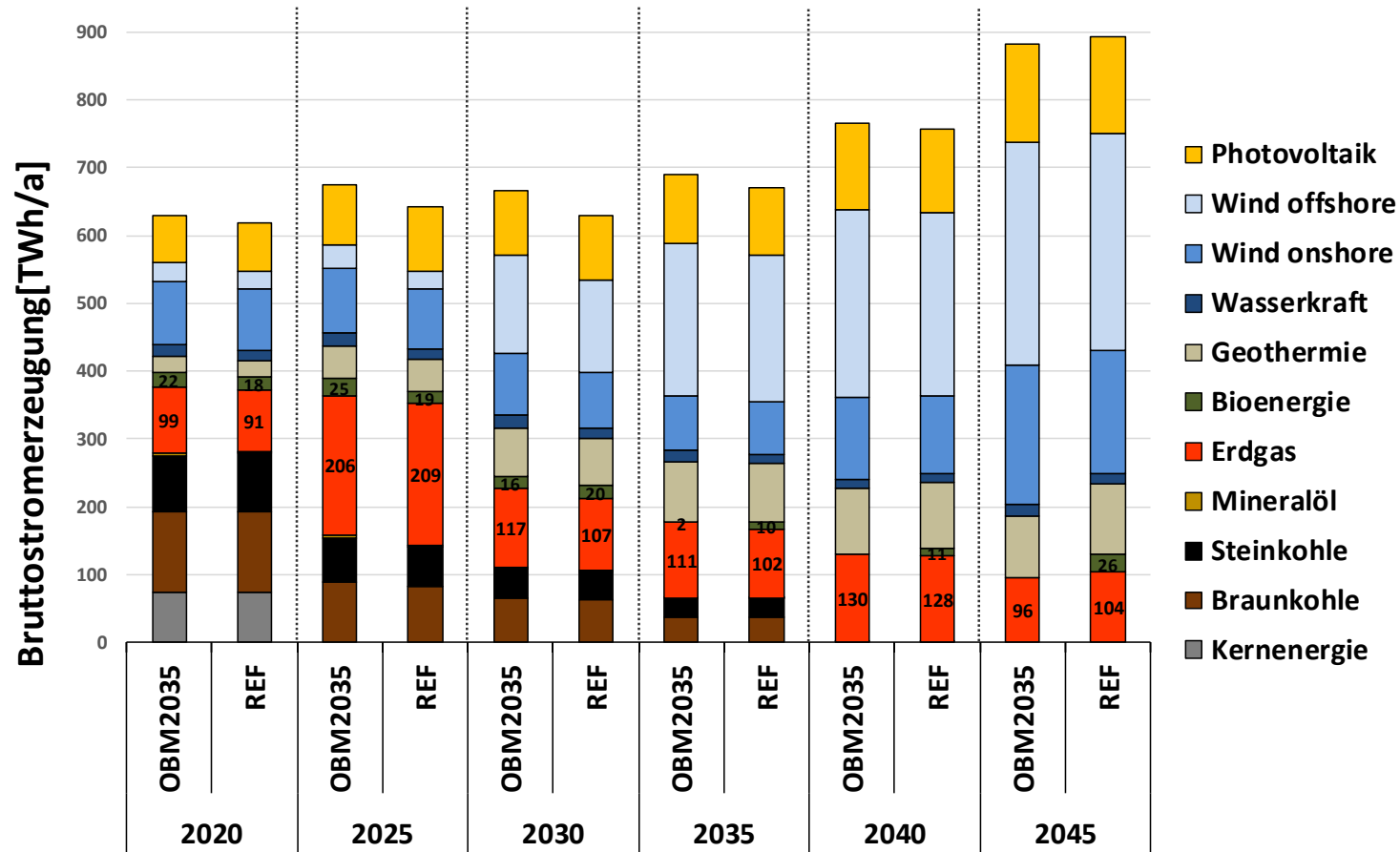
Dekarbonisierung – 95% (2050)



Referenzscenario

Bruttostromerzeugung

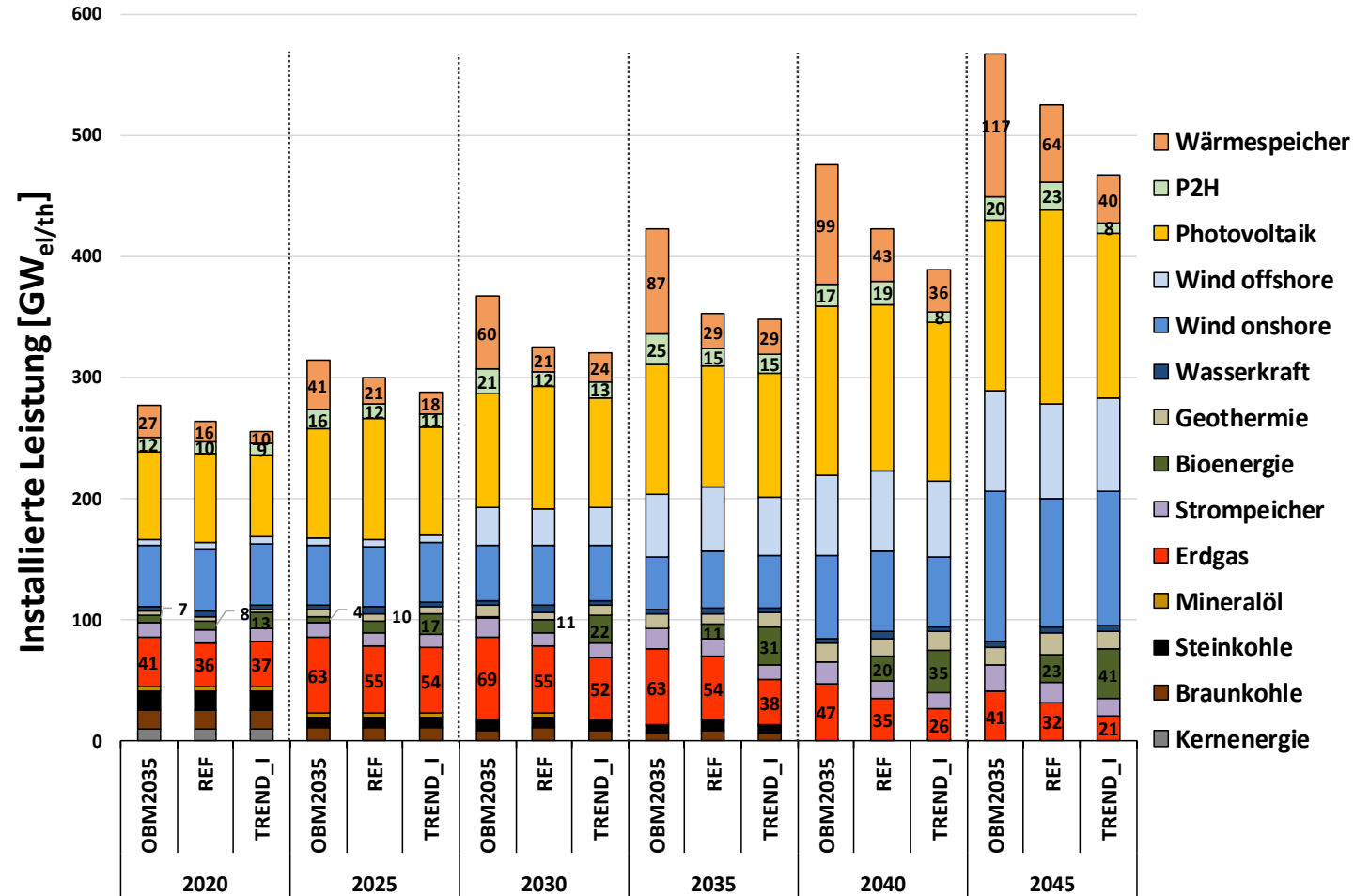
- Bis 2025 kann Erdgas die Flexibilität im System bereitstellen, ab 2030 (65% EE) übernimmt das stärker die Biomasse
- Hochflexibler Betrieb der BM-post-EEG-Anlagen unterstützt Umsetzung des Braun- und Steinkohleausstieg und damit die klimapolitischen Ziele



Trendszenario I

Installierte Leistung

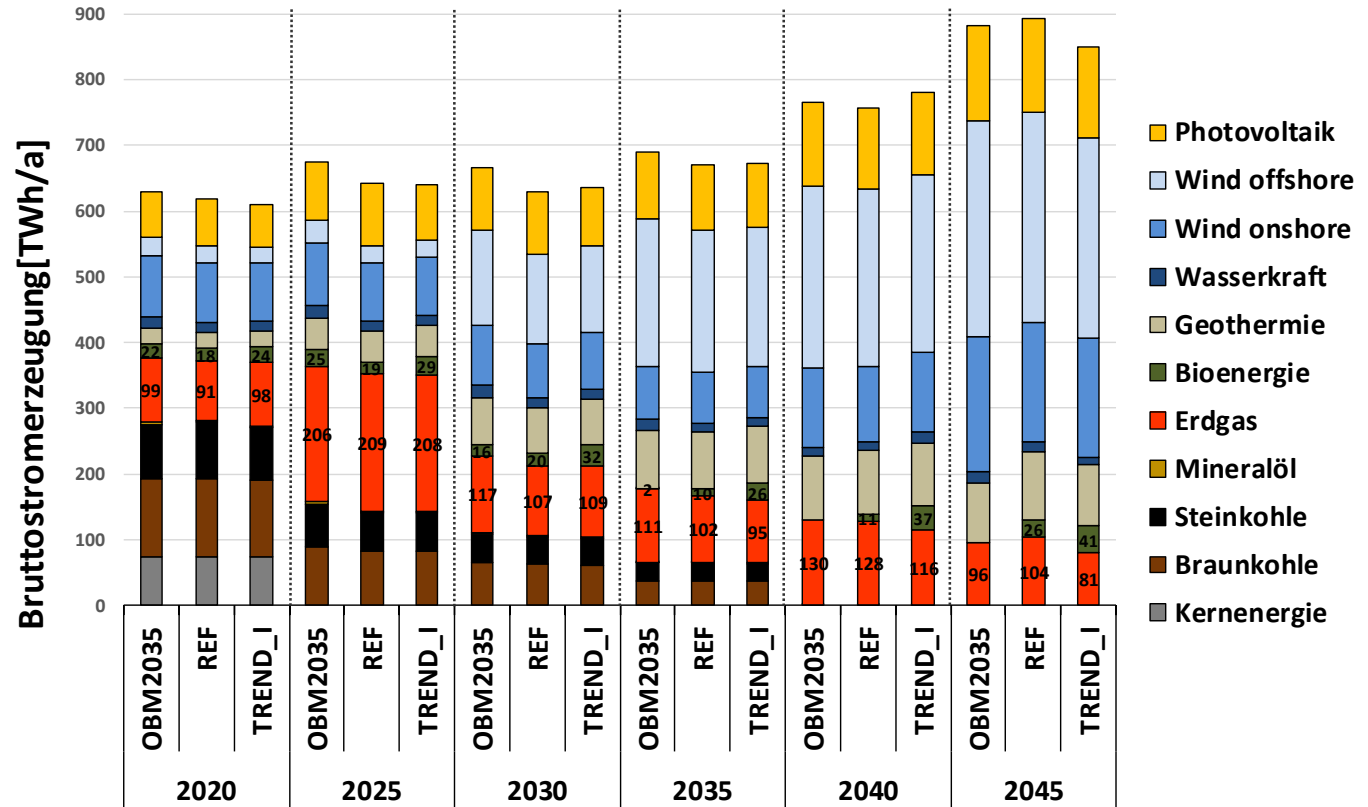
- Im Trendszenario I steigt Anteil neuer flexibler und repowerter Anlagen, die gesamte install. Leistung wird weiter gemindert.
- Im OBM2035 Szenario nimmt der Ausbau an neue Erdgaskapazitäten wegen des Atom-, Braun- und Steinkohleausstiegs sehr stark zu
- Durch zusätzliche Repowering Maßnahmen können BGA bereits ab 2020 den Bedarf an Speichertechnologien reduzieren



Trendszenario I

Bruttostromerzeugung (ggü. OBM2035 & REF)

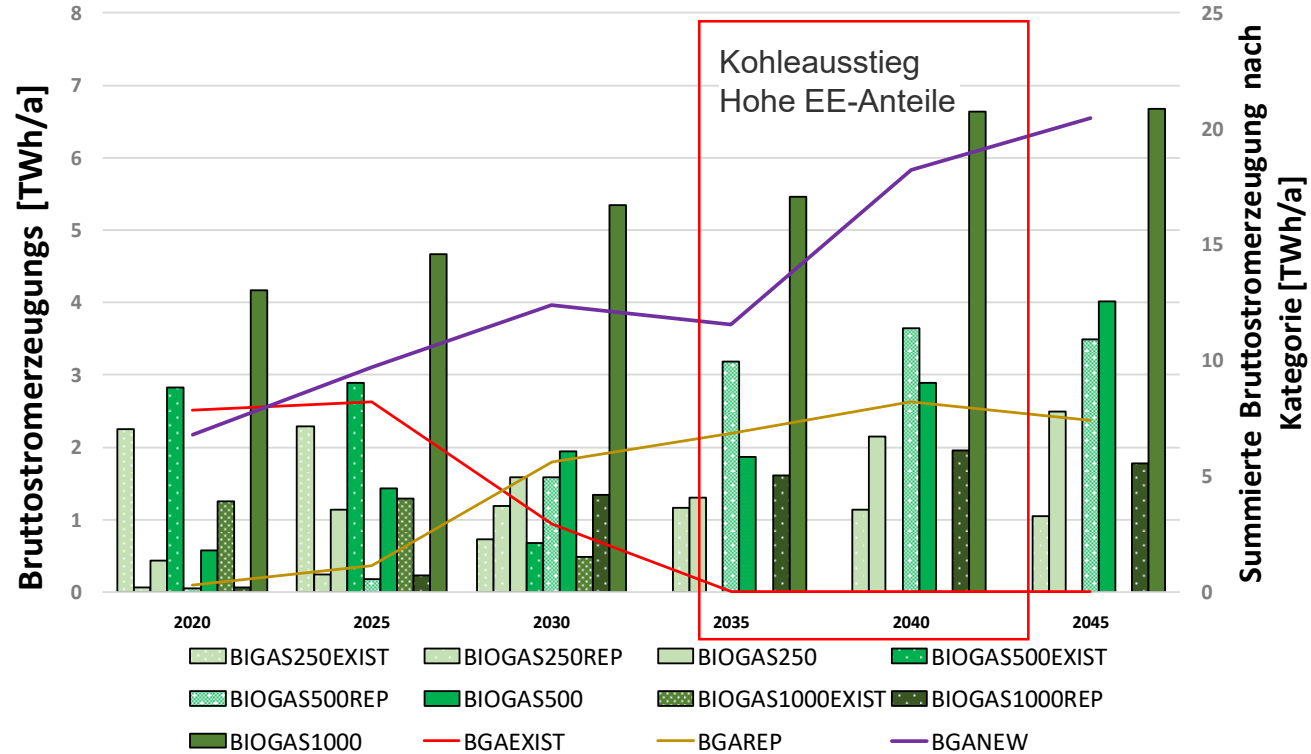
- Die Stromerzeugung bleibt in allen Szenarien in etwa gleich.
- Ab 2030 wird im Trendszenario mehr Strom aus Biogas als im Referenzszenario bereitgestellt.
- Im OBM2035 Szenario, nimmt wegen des Atom- und Kohleausstieges der Ausbau an neuen Erdgaskapazitäten stark zu.
- Durch zusätzlichen Repowering Maßnahmen, können BGA bereits ab 2020 den Bedarf an Speichertechnologien reduzieren



Trendszenario I

Stromerzeugung aus Biogas (Exist, Repowering und Neubau)

- Decarbonisierung führt zu höherer Stromerzeugung aus Repowering und Neubau (flexibel): mehr Strom aus Neubau → Ausgleich des Braun- und Steinkohleausstiegs
- Weiterbetrieb BGA durch Repowering und Flexibilisierung ist aus Systemperspektive kostenoptimal



Vergleich Referenzszenario vs. Trendszenario I

Systemkosten im Vergleich der Szenarien REF und Trend I zu OBM

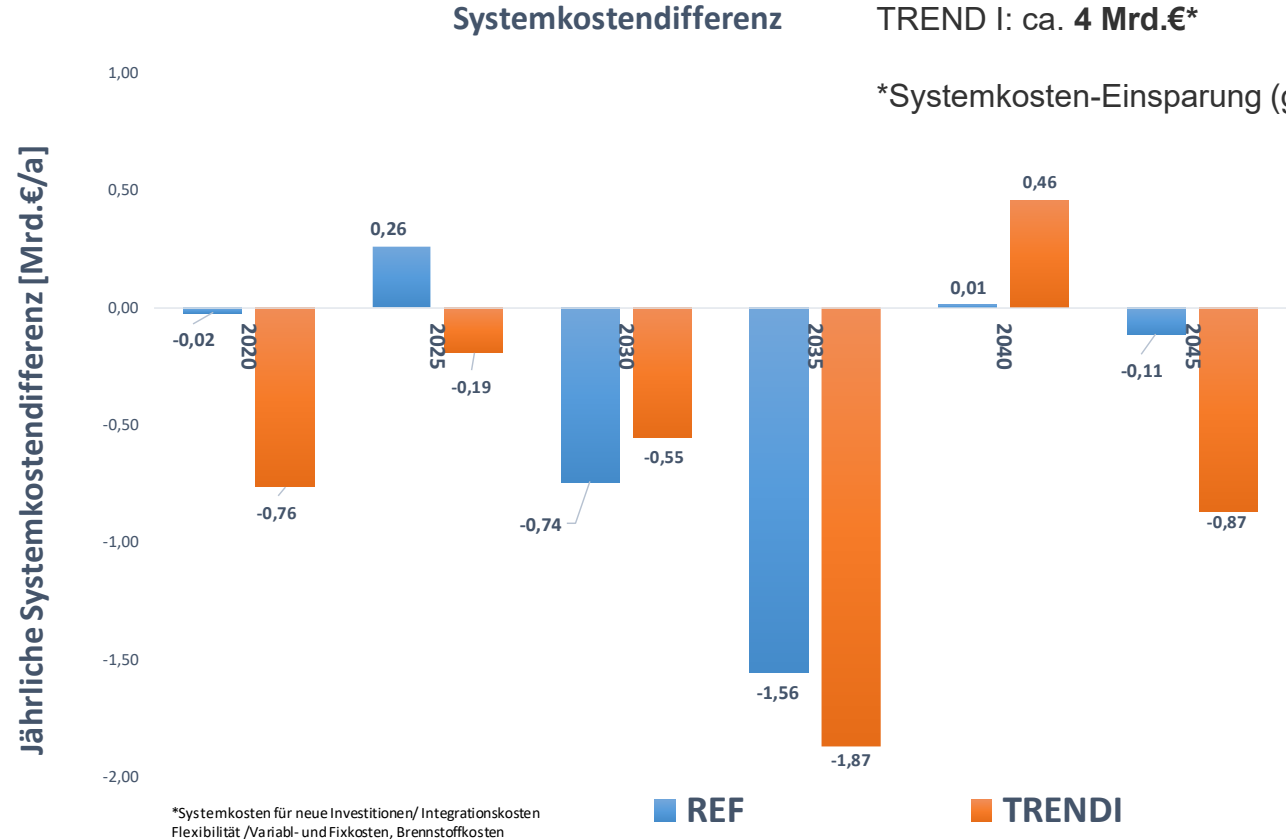
- Die Bedeutung der flexiblen Bioenergie zur Reduzierung der Systemkosten ist bereits ab 2020 zu sehen
- Effekt kommt allein durch Flexibilisierung des Anlagenbestandes (Sz. Ref.)

Von 2020 bis 2045:

REF: ca. **2 Mrd.€***

TREND I: ca. **4 Mrd.€***

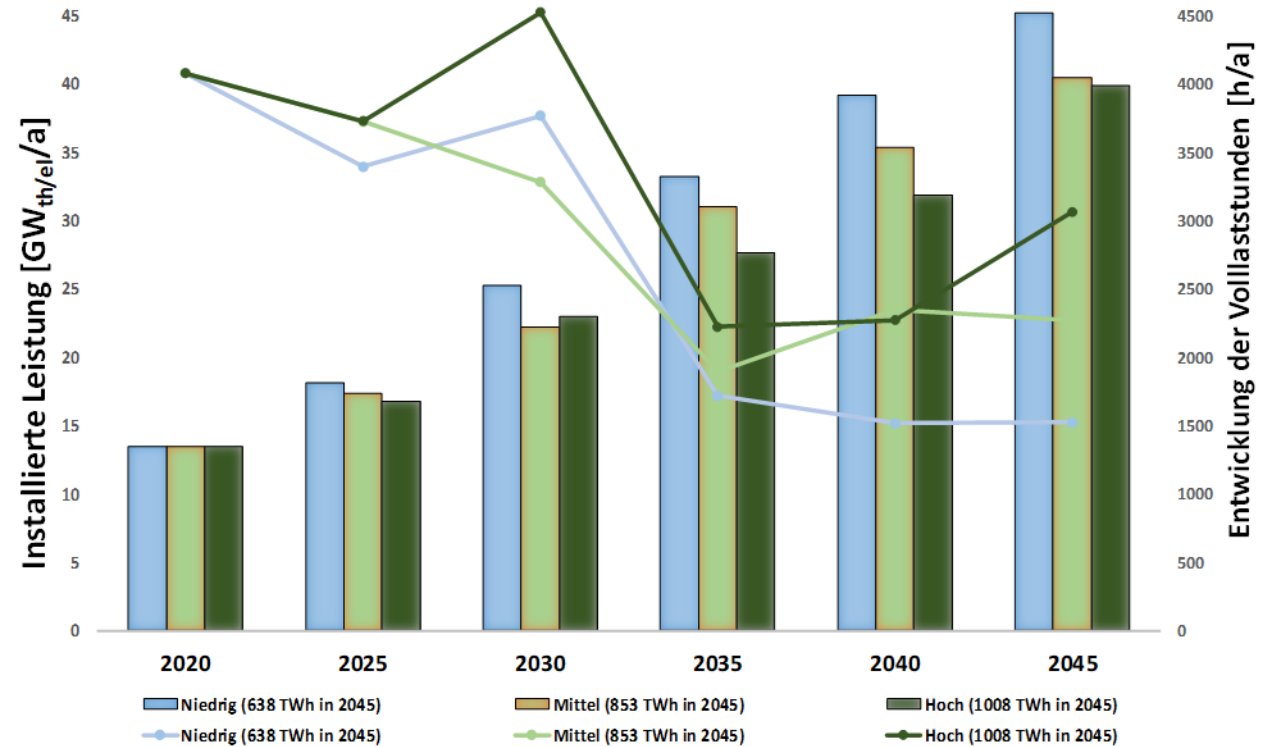
*Systemkosten-Einsparung (ggü. OBM)



Flexibilität und Stromnachfrage

Installierte Kapazität und Entwicklung der Volllaststunden bei unterschiedlichen Nachfragekurven

- Die Stromnachfrage, der Anteil an erneuerbarer Energien bzw. und das Ziel an CO₂-Reduktion bestimmen den Flexibilitätsgrad der Bioenergieanlagen
 - Bioenergie wirkt Grundlastdeckend
- **Versorgungssicherheit**



Schlussfolgerungen und Ausblick

1. Der heutige Stand an Bioenergie ist aus Systemperspektive nicht kostenoptimale. Durch Flexibilisierung, Repowering und Neubau wird die Bioenergie für den Ausgleich des Braun- und Steinkohleausstiegs eine wichtige Rolle spielen, besonders für die gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.
2. Flexible Bioenergie mit KWK-Nutzung reduziert den Bedarf an Strom- und Wärmespeichern
3. Ohne flexible Bioenergie nimmt der Anteil an Erdgaskapazitäten deutlich zu. Dies widerspricht dem Ziel einer vollständigen Decarbonisierung
4. Die Bestimmung des Flexibilitätsgrades ist vom Anteil fEE abhängig. Bei hohen Anteilen an fEE ist ein hoher Flexibilitätsgrad notwendig
5. Bioenergie liefert einen wertvollen Beitrag zur Versorgungssicherheit!



Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



Dr. Ludger Eltrop

Email: ludger.eltrop@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49-711-685-87816

Institut für Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung
Heßbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



Samah Gouya

Email: samah.gouya@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49 711/685-87855

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle
Energieanwendung
Heßbrühlstraße 49a
70565 Stuttgart

Das „Klimapaket“: Auswirkungen auf Geschäftsfelder von Bioenergie

>> Veranstaltung „Folgekonzepte für die post-EEG-Phase von Bioenergieanlagen“ (BE20plus & NextGenBGA)

Berlin, 19.02.2020

Dr. Patrick Matschoss

Gesetze – Eckpunkte – Pläne – Programme: Was ist Wofür?

- Klimaschutzplan (KSP):
 - Strategiepapier, Kabinettsbeschluss 11. Nov. 2016
 - sektorale THG-Ziele für 2030, ungefähr auf linearem Pfad für -95%-Ziel
 - Basis für Abschätzung der Wirksamkeit bisheriger Maßnahmen (Projektionsbericht)

- Klimaschutzgesetz (KSG):
 - Am 17. Dez. 2019 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht, gießt KSP in Gesetz
 - legt Gesamtziele (Paris), sektorale Ziele (bis 2030) & Zuständigkeiten *gesetzlich* fest

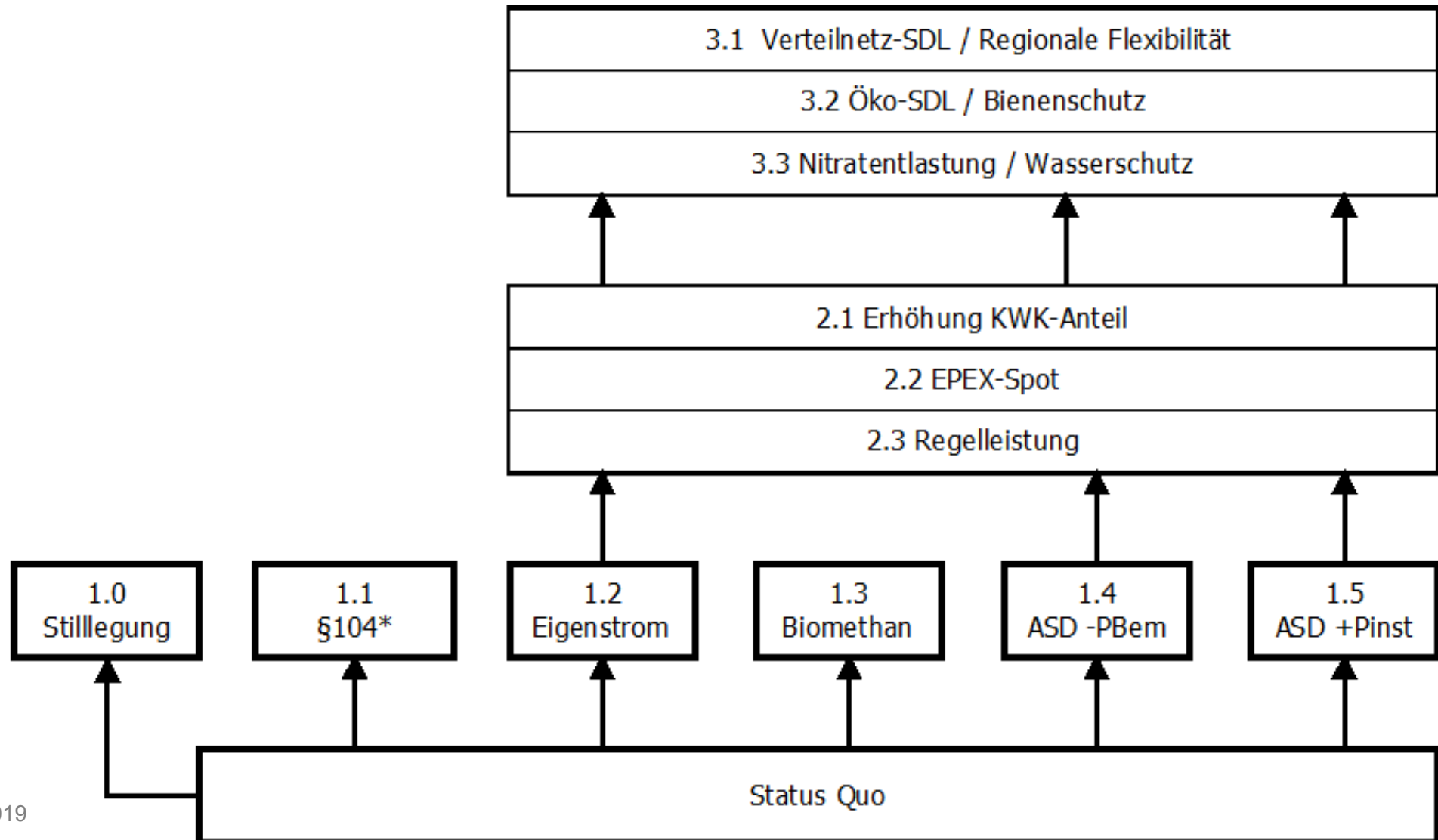
- Klimaschutzprogramm:
 - Festlegung der Maßnahmen an sich
 - „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“

- Klimaschutzgesetz Referentenentwurf 18. Februar 2019
- Klimaschutzprogramm 16. Sept. 2019, 23:00 Uhr (mit Megatonnen-Angaben CO₂-Äquivalenten zu Maßnahmen, unveröffentlicht)
- Klimaschutzprogramm Eckpunkte Kabinettsbeschluss 19. Sept. 2019
- Klimaschutzprogramm 24. Sept. 2019, 23:00 Uhr (ohne Megatonnen-Angaben CO₂-Äquivalente zu Maßnahmen)
- Klimaschutzgesetz neuer Referentenentwurf 04. Oktober 2019
- Klimaschutzgesetz am 17.12. 2019 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht

**innovative
Geschäftsfelder
(kumulativ)**

**optimierte
Geschäftsfelder
(kumulativ)**

**Referenz-
geschäftsfelder
(alternativ)**



Quelle: DBFZ, 2019

BE20plus-Geschäftsfelder

- Mehrerlöse am Strommarkt durch Flexibilisierung (Voraussetzung: Ausschreibung nach GF 1.4 oder 1.5)
 - Großhandel / EPEX SPOT (GF 2.2)
 - Regelleistung (GF 2.3)
 - Verteilnetz-SDL / Regionale Flexibilität (GF 3.1)

- Erlöse durch Eigenstromnutzung & sonstige Direktvermarktung: GF 1.2
 - Selbstnutzung OHNE Netznutzung (Stichleitung oder zumindest vor Netzverknüpfungspunkt)
 - Wärmenutzung im Vordergrund (z.B. Bioenergiedorf)

- Mehrerlöse durch erhöhte Wärmenutzung: erhöhter KWK-Anteil, GF 2.1 (Voraussetzung: Ausschreibung nach GF 1.4 oder 1.5)

- (Mehr-)Erlös durch Biogas-Aufbereitung & Methan-Einspeisung (GF 1.3)
 - Auch für Bio-Kraftstoffe nutzbar (RED II: Nur Reststoffe & Gülle)
 - Extra CO₂-nutzbar?

- 3.2.1: CO₂-Bepreisung Wärme & Verkehr (non-ETS-Sektoren)
 - CO₂-Preis/-Zertifikate auf/für Brenn- und Treibstoffe
 - Übergangsphase mit festen Preisen, ab 2026 „echter Emissionshandel“
 - Up-stream-Ebene (Inverkehrbringer); EU-ETS weiterhin mid-stream

- 3.2.2: BR will sich für EU-ETS Mindestpreis „einsetzen“

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Mehrerlöse Strommarkt:
 - „neuer“ CO₂-Preis hat zunächst keine Relevanz, da Non-ETS-Sektoren
 - EU-ETS-Mindestpreis könnte zu höheren SPOT-Preisen führen, Effekt auf Volatilität offen

- Wärmenutzung:
 - Fossile Wärme wird teurer: Bewegung in Richtung mehr Wettbewerbsfähigkeit / level playing field
 - Größenordnung homöopathisch (trotz leichter Verschärfung im Nachgang)

Beschlüsse Klimakabinett – Energie

- 3.4.1.1. Kohleausstieg: gemäß Kohlekommission
 - [Entwurf KohleausstiegsG im Januar: Abschwächung]
- 3.4.1.2: EE-Ausbau: Erreichung des 65%-Anteils bis 2030
 - PV: Streichung des 52-GW-Deckels
 - Wind
 - Onshore: 1000 m Abstandsregel pauschal bundesweit (Bayern: 10H-Regel bleibt)
 - Offshore: Erhöhung von 15 auf 20 GW
- 3.4.1.3 KWKG: bis 2030 verlängert, Kohleersatzbonus verlängert
- 3.4.1.4: Um- & Ausbau Wärmenetze (EE & Abwärme)

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Mehrerlöse Strommarkt
 - zukünftiger Flexibilitätsbedarf u.a. vom tatsächlichen EE-Ausbau abhängig (s. onshore Wind)
- Wärmenutzung
 - Kohleausstieg: bei KWK-Anlagen Ersatz u.a. durch Biomasse
 - KWKG: prinzipiell positiv, aber Fokus auf Wechsel von Kohle zu Gas
 - Wärmenetze: positiv
- Gasaufbereitung
 - Wärmenetze
 - Evtl. auch KWKG (Kohle durch Biomasse anstatt Erdgas ersetzen?)

Beschlüsse Klimakabinett – Gebäude

- 3.4.2.1: Steuerliche Förderung energetischer Gebäudesanierung
- 3.4.2.2: Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG)
 - Ölheizungen
 - Austauschprämie: 40% bei Umstellung auf EE oder evtl. hybride Gassysteme
 - Verbot ab 2026
 - stärkere Prämierung der EE-Nutzung bei Einzelmaßnahmen
- 3.4.2.4: Energetische Stadtsanierung
 - Fokus auf Quartier: Gebäudeeffizienz & Versorgungsinfrastruktur
 - Zuschüsse u.a. für Maßnahmen der Wärmenetzplanung

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Wärmenutzung
 - Programme technologieoffen aber Aufbrechen des jahrelangen politischen Stillstands positiv
 - Fokus auf Wärmenetze in Quartieren prinzipiell positiv
- Eigenstromnutzung?: evtl. in Quartiersanwendungen, aber selten autark ...

- 3.4.3.4: Entwicklung strombasierter Kraftstoffe
 - Schaffung von Rahmenbedingungen „für die Entwicklung & großvolumige Skalierung der Elektrolyse- & Raffinerieprozesse von strombasierten klimaneutralen Gasen und Kraftstoffen“
 - Prüfung, ob Unterstützung durch RED-II möglich (Quote)
 - Nat. H2-Strategie (BMW_i, BMV_i, BMBf, BMZ): Technologieexport, H2-Import

- 3.4.3.5: Unterstützung fortschrittlicher Biokraftstoffe
 - Unterstützung der „Entwicklung von flüssigen & gasförmigen regenerativen Kraftstoffen aus Biomasse und deren großtechnische Erzeugung in Biogas- und Syntheseanlagen“
 - RED-II-Nachhaltigkeits-Kriterien auch auf Importe anwenden
 - nur Reststoffe, Abfallhierarchie beachten (i.d.R. energetische Nutzung zuletzt)
 - Keine 1. Generation, Unterquote auf fortschrittliche Biokraftstoffe

- 3.4.3.7: Binnenschiffe: vorübergehende Förderung schadstoffarmer KS

- 3.4.3.10: CO₂-arme LKW: bis 2030 ca. 1/3 der Fahrleistung el. *oder* strombasierte KS inkl. Bio-Methangas

- 3.5.1.2 (*Klimaneutrale Bundesverwaltung*): Quote alternativer Antriebe (inkl. Biogas) bei KFZ-Neuanschaffungen: 40% bis 2025, 100% bis 2030

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Gasaufbereitung:
 - Bio-Kraftstoffproduktion im Rahmen von RED-II
 - Bio-Methanproduktion im Rahmen von RED-II
 - Überschüssiges CO₂: evtl. zukünftige Nutzung für strombasierte KS

- 3.4.4.1: Investitionsprogramm Effizienz & Prozesswärme aus EE: bündelt bisherige Programme
- 3.4.4.2: Effizienz-Ausschreibung: Vom Pilot- in's Hauptprogramm, Ausweitung auf Wärme, Fokus auf komplexe Projekte
- 3.4.4.4: Neue Konstruktionstechniken & Werkstoffe: u.a. Förderung biogener Karbon-Fasern

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Wärmenutzung
 - Investitionsprogramm Prozesswärme: zusätzliche Impulse?
 - Effizienz-Ausschreibung: evtl. zusätzliche Impulse
- Gasaufbereitung:
 - Grundlage für stoffl. Nutzung (Bio-Ökonomie)

Beschlüsse Klimakabinett – Landwirtschaft

- 3.4.5.1: Reduktion Stickstoffüberschüsse (einschl. Ammoniak & Lachgas)
 - U. a. Erhöhung des Anteils gasdicht gelagerter Gülle
- 3.4.5.2: Vergärung von Wirtschaftsdünger & Reststoffen stärken
 - Förderung der Wirtschaftsdüngervergärung in Biogasanlagen
 - Schaffung gasdichter Gärrestelager
- 3.4.5.4: Tierhaltung: mehr auf Tierwohl & THG-Einsparung ausrichten
 - Bessere Planung bei Neuanlagen oder Ausbau
 - Gasdichte Lagerung unvergorener Wirtschaftsdünger, ggfs. Gasfackel
- 3.4.5.5: Energieeffizienz Landwirtschaft
 - U. a. Methanverluste (Leckagen) senken

Fazit Geschäftsfelder Bioenergie

- Gasaufbereitung
 - Fast alle Maßnahmen zielen auf stärkere / effizientere Biogasproduktion
 - Methan steht anderen Sektoren zur Verfügung
 - Wirksamkeit offen (vielfach bestehende Maßnahmen)
- Generell: Anreiz zum Bau von Biogasanlagen steigt, weil damit obige Vorschriften „miterfüllt“ werden („sowieso-Maßnahmen“)

Schlussfolgerungen: Bedeutung des Klimapakets für Geschäftsfelder Bioenergie

- Quantitative Abschätzungen ...
 - ... lagen jenseits der Projekte BE20+ und NextGenBGA
 - ... sind aus dem bisher veröffentlichten Klimapaket kaum möglich

- Mit Blick auf das Klimapaket liegen die Geschäftsfelder der Bioenergie eher ...
 - ... in der Wärme (Prozesswärme & Wärmenetze)
 - ... und im Methan (Verkehr & universelle Einsetzbarkeit)
 - ... anstatt im Strom (unklarer Flexibilitätsbedarf)

- Gründe
 - Derzeitige Rahmensetzung v.a. im Strommarkt unsicher (v.a. Onshore-Windausbau → Flex-Bedarf?)
 - Bei Voranschreiten der Energiewende (THG-Neutralität) wird Bioenergie in vielen anderen Bereichen statt Strom ein knappes Gut werden

Vielen Dank!

Dr. Patrick Matschoss

IZES gGmbH, Büro Berlin
Albrechtstr. 22
D-10117 Berlin

matschoss@izes.de