

## Biogas – Status quo und Anlagenentwicklung

Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, Velina Denysenko



02.03.2021 | online - Biogasfachgespräche Leipzig

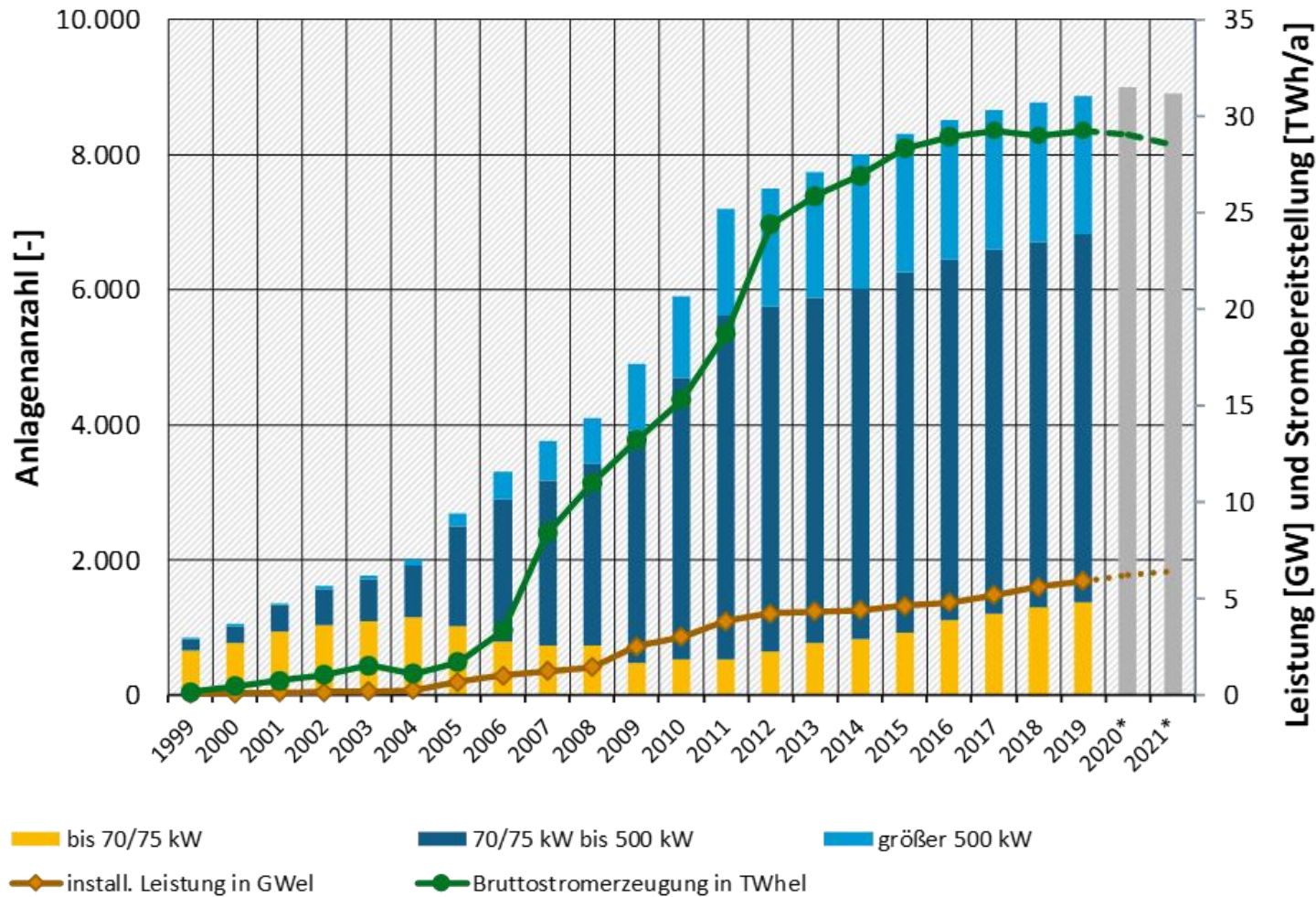
„Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?“

# Agenda

- Anlagenbestand Biogas
- EEG Monitoring
- EEG 2021 – wesentliche Änderungen
- Ausbautentwicklungen Biogas
- Befragung - Weiterbetrieb Biogasanlagen

# Entwicklung der Biogasanlagen

Anzahl nach Leistungsklasse und installierte Leistung



- Ende 2020: ~ 9.200 Anlagen zur Biogasproduktion in Betrieb inkl. Anlagen zur Produktion von Biomethan (ca. 9.000 Anlagen ohne Biomethan)
- Seit 2012 kein signifikanter Zubau
- **überwiegend Leistungserweiterungen bestehender Anlagen**, (motiviert durch Flexibilitätszuschlag/-prämie)
- Neubau beschränkt sich auf **Güllekleinstanlagen** (< 75 kWel) und wenige Anlagen zur **Bioabfallvergärung**

Quelle: DBFZ 5/2020. Datengrundlage: Größenklassenverteilung der Biogasproduktionsanlagen nach DBFZ-Datenbasis Anlagendatenbank und Daten des Anlagenregisters und ÜNB-Daten (Netztransparenz 2018) Zubau Güllekleinstanlagen bis 75 kWel ab 2012 in der Leistungskategorie „70/75kW“ zugeordnet; installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung bis 2019 nach AGEE-Stat 2/2020 (BMWi 2020), \*Prognose DBFZ 2020 und 2021.

# EEG-Monitoring „Biomasse“

## EEG Monitoring (Biomasse) - BMWi

**Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“**

### **Projektziele:**

- Datenerhebungen Biomasseanlagen und die Ermittlung der Stromgestehungskosten
- Fokus der Berichterstattung insbesondere auf die Datenerhebung, die durch die amtlichen Statistiken nicht abgedeckt sind
- Analyse und Evaluation der aktuellen EEG-Regelungen (Stromerzeugung aus Biomasse)

**Dauer :** 9/2020 – 8/2023

**Partner:** Fraunhofer IEE (Lead), DBFZ, ESE-Consult (Prof. Dr. Uwe Holzhammer)





# Projektteam DBFZ



## Jaqueline Daniel-Gromke

Projektleitung DBFZ | AP 1, 2, 4, 6  
Biochemische Konversion | Biogas/Biomethan,  
Klär-/Deponiegas, Szenarien, Kosten



## Uta Schmieder

Projektstellvertretung | AP 2  
Szenarioentwicklung, Rahmenbedingungen,  
Handlungsempfehlungen /Politik

## Nadja Rensberg

Biochemische Konversion | AP 1  
Anlagenbestand Biogas; Datenbank &  
Betreiberbefragung Biogas



## Dr. Harry Schindler

Bioenergiesysteme | AP 2  
Rahmenbedingungen,  
Handlungsempfehlungen /Politik



## Martin Dotzauer

Bioenergiesysteme | AP 1; 2; 3; 4; 5  
Anlagenbestand feste Biomasse,  
Flexibilisierung, Szenarien, Biomasse  
außerhalb EEG

## Velina Denysenko

Biochemische Konversion | AP 1, 2, 3, 6  
Anlagenbestand Biomethan,  
BNetzA-Daten



## Annemarie Kronhardt

Bioenergiesysteme | AP 1, 5  
Anlagenbestand feste Biomasse

## Tino Barchmann

Biochemische Konversion | AP 3, 4  
Ökonomische Bewertung, Flexibilisierung



## Stefan Majer

Bioenergiesysteme | Nachhaltigkeitsfragen, LCA,  
Zertifizierungen

**Karin Naumann**  
Bioraffinerien | Anlagenbestand  
flüssiger Biomasse

## EEG-Monitoring (Biomasse) - Arbeitspakete

- (1) Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG
- (2) Szenario der Anlagenentwicklung bis 2030 mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen
- (3) Flexibilisierung von Biomasseanlagen
- (4) Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse
- (5) Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG
- (6) Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas
- (7) Kurzstellungnahmen

# EEG-Monitoring (Biomasse) - Arbeitspakete

- (1) Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG (Lead DBFZ)**
  - (2) Szenario der Anlagenentwicklung bis 2030** mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen (Lead DBFZ)
  - (3) Flexibilisierung von Biomasseanlagen**
  - (4) Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse (Lead DBFZ)**
  - (5) Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG**
  - (6) Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas**
  - (7) Kurzstellungnahmen**
- Derzeit hohe Nachfragen an Adhoc-Fragestellungen aufgrund Novellierungen**



# EEG 2021 – wesentliche Änderungen im Überblick

# Chancen & Herausforderungen des EEG 2021



- Festlegung und Erhöhung jährliches **Ausschreibungsvolumen bis 2028**
  - 600 MW/a für Biomasse
  - zusätzlich 150 MW/a für Biomethan-BHKW (Südregion)
- Anpassung **Höchstgebotspreise**: Bestandsanlagen 18,4 ct/kWh<sub>el</sub>, Neuanlagen 16,4 ct/kWh<sub>el</sub>
- Bonus Kleinanlagen (< 500 kW) in den Ausschreibungen 2021 - 2025: +0,5 ct/kWh<sub>el</sub>
- Separate Ausschreibung **Biomethan**: 19 ct/kWh<sub>el</sub> für hochflexible Biomethan-BHKW (Südregion)
- Einführung „**Südquote**“ im regulären Ausschreibungssegment ( § 39d EEG 2021)
  - ab 2022 50% der bezuschlagten Leistung in Südregion
- Anpassung Ausschreibungsdesign:
  - **80%-Regel, endogene Mengensteuerung** bei unterzeichneten Ausschreibungen (Wettbewerb),
  - Nicht bezuschlagte Ausschreibungsmengen mit Verzögerung von 3 Jahren ausgeschrieben

# Chancen & Herausforderungen des EEG 2021



- **Aufhebung Flexibilitätsdeckel**
- **Anpassung Flexibilitätszuschlag**
  - Von 40 auf 65 €/kW install. Leistung angehoben (Neu-/Bestandsanlagen)
  - Aber: bei Bestandsanlagen Flexzuschlag nur für zusätzlich (neu) installierte Leistung
- Einführung von **Qualitätskriterien für die Flexibilität** ( § 50 Abs. 3 EEG 2021)
  - Mind. 4.000 Viertelstunden /a mind. 85 % der install. Leistung abzurufen
  - hochflexible Biomethan-BHKW: Mind. 2.000 Viertelstunden /Jahr
- **Verschärfung von Flexibilitätsanforderungen** ( § 39i Abs. 2, § 39m EEG 2021)
  - Biogas: Bemessungsleistung 45% der install. Leistung;  
Biomethan-BHKW: 15 %, Güllekleinanlagen: 50%
  - Feste Biomasse: Bemessungsleistung 75% der install. Leistung

- **Güllekleinanlagen:**
  - Streichung der Beschränkung 75 kW Bemessungsleistung ( § 44 EEG 2021);
  - Anhebung 75 kW auf 150 kW install. Leistung;
  - Anspruch auf Flexzuschlag ab 100 kW install. Leistung mit 65 €/kW install. Leistung (Flexibilitätsanforderungen und Bemessungsleistung 50% der install. Leistung)
  
- Verordnungsermächtigung - **Anschlussregelung für Gülle(klein)anlagen** ( § 88b EEG 2021)
  - Biogasanlagen, deren EEG Vergütung endet, mind. 80% Gülle/Festmist massebezogen (ohne Geflügel/HTK) und max. installierte elektrische Leistung 150 kW
  
- **Senkung des „Maisdeckels“** ( § 39i Abs. 1 EEG 2021):
  - Max. 40% massebezogen Mais und Getreidekorn für neu bezuschlagte Biogasanlagen („Maisdeckel“ vorher 44%)

# Exkurs: Biomethan-BHKW hochflexibilisiert – Kostenbewertungen



Stromgestehungskosten in ct/kWhel **neuer Biomethan-BHKW** (hochflexibilisiert: 1.300 h/a, 15% Bemessungsleistung) mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte – mit Wärmeerlösen von 2 ct/kWh<sub>th</sub> für 1.300 h/a

## Stromgestehungskosten ct/kWhel inkl. Wärmelöse

Variation: Biomethanbezugspreis, ct/kWh<sub>Hs</sub>

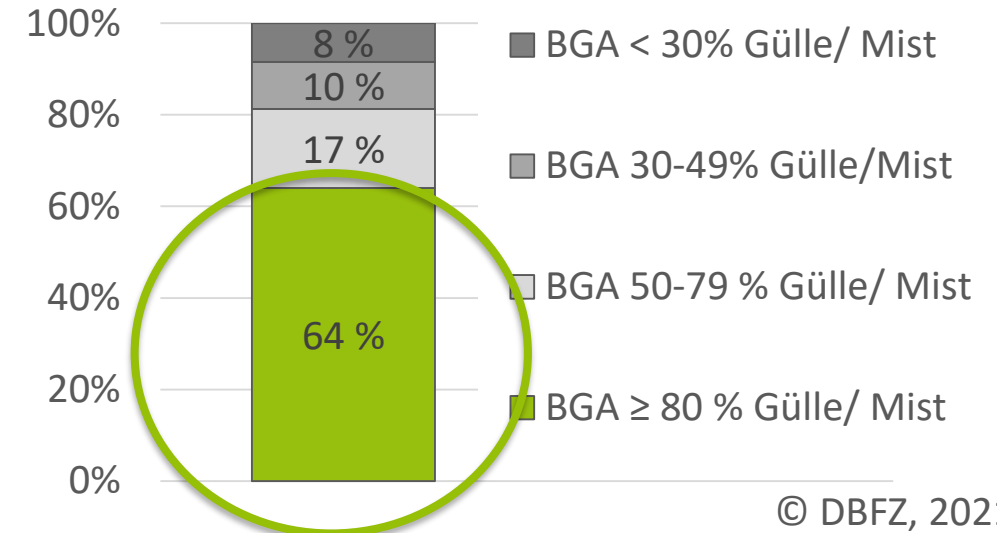
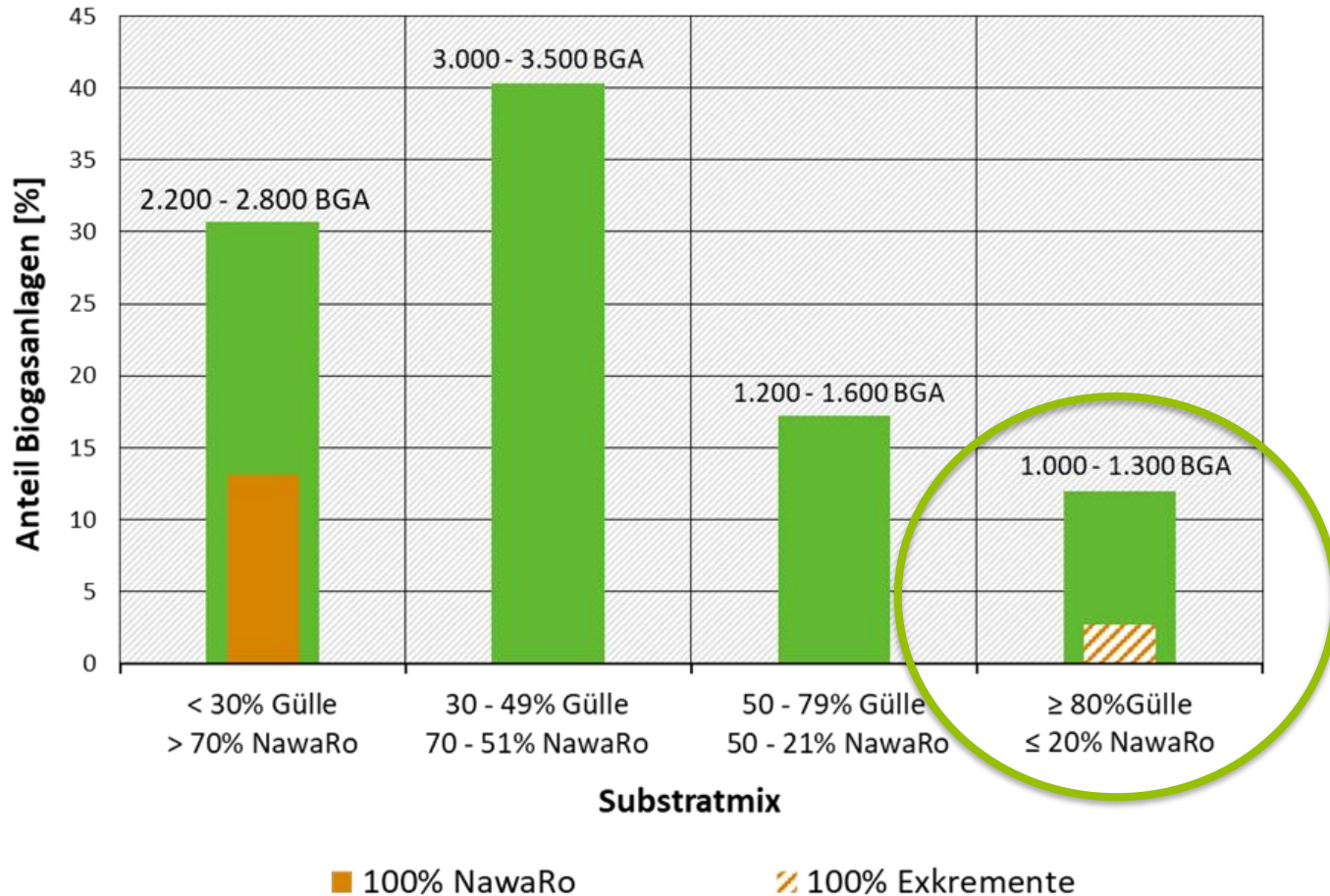
Erdgas-BHKW-Modul kWel	9	8	7	6
500 kWel	34,2	33,0	29,8	26,6
1.000 kWel	33,2	30,1	27,0	23,9
10.000 kWel	27,2	24,4	21,6	18,8
Höchstgebotswert EEG-2021 (19 ct/kWhel)	19,0	19,0	19,0	19,0
Höchstgebotswert inkl. Flexzuschlag (65 €/kW)	24,0	24,0	24,0	24,0
ggf. Mehrerlöse Fahrplanoptimierung 2 ct/kWhel	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Erlöse gesamt</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>	<b>26,0</b>

Quelle: DBFZ 2020 / EEG-Monitoring Biomasse. Kostendaten Erdgas-BHKW nach BHKW-Infozentrum 2020.



# Exkurs: Substrateinsatz Biogasanlagen <150 kWel

## GüllekleinanlagenVO



© DBFZ, 2021

Substratmix (massebezogen) kleiner Biogasanlagen ≤ 150 kWel, DBFZ Betreiberbefragung 2016 – 2020 (inkl. Güllekleinanlagen bis 75 kW!)

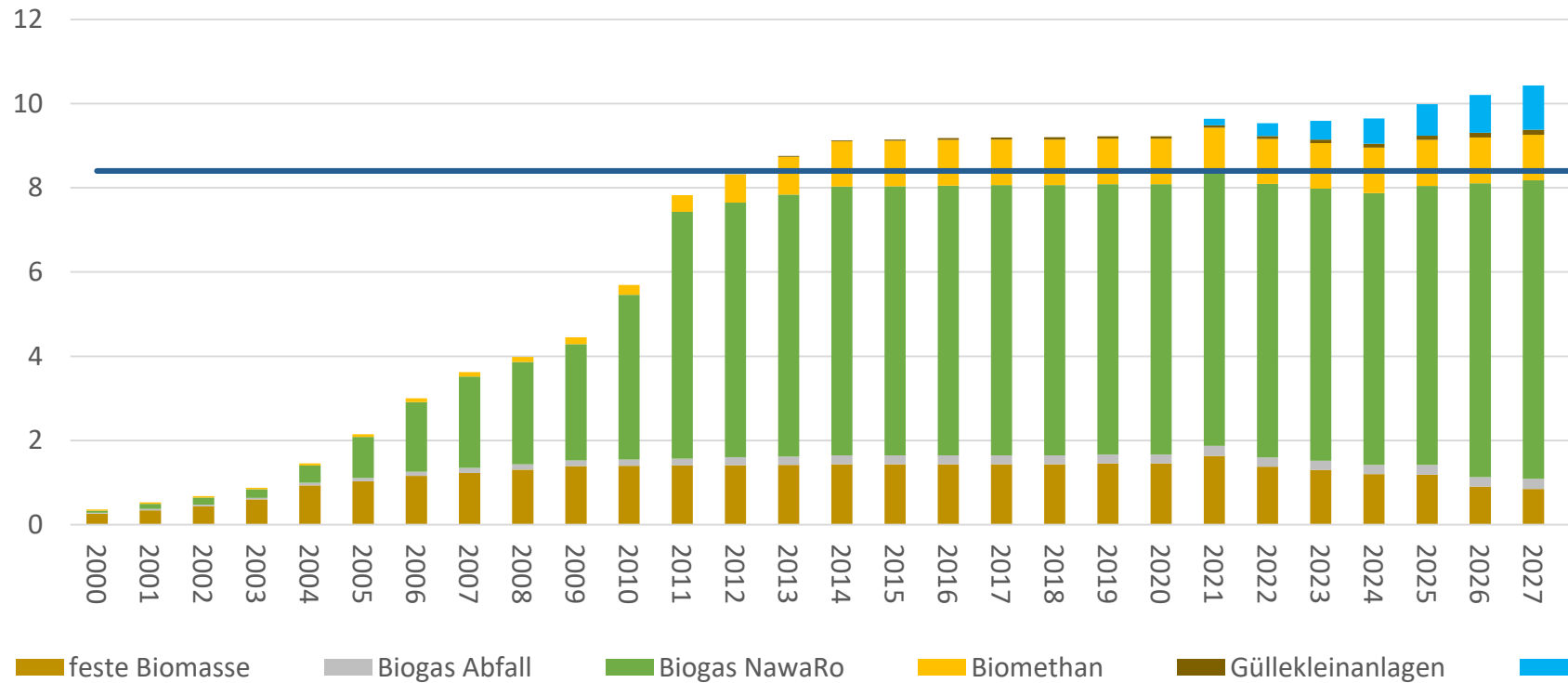
- Nach BNetzA-Daten ca. 1.200 Anlagen <150 kWel vor Ende EEG-Vergütung
- Schätzung: ca. 200 – 700 (<150 kW + 80% Mindestgülleanteil) in Betracht

# Ausbauentwicklung – Biomasseanlagen

## Szenariobetrachtungen

Biomasseanlagen im EEG - installierte Leistung [GW]

Modellierung der Bestandsentwicklung nach Kabinettsbeschluss des EEG 2021 - best case Szenario\*



Noch 350 MW/ a → auf 600 MW/a anzupassen

Annahme: Zubaukorridor wird ausgeschöpft (oberes Szenario)

- 600 MW/ a Biomasse
- + 150 MW/a Biomethan hochflexibilisiert
- Anpassungen Altholzanlagen analog gestufter Anschlussförderung (Auslauf 2027)
- PÖL-BHKW noch zu integrieren (Auslauf EEG-Förderung)

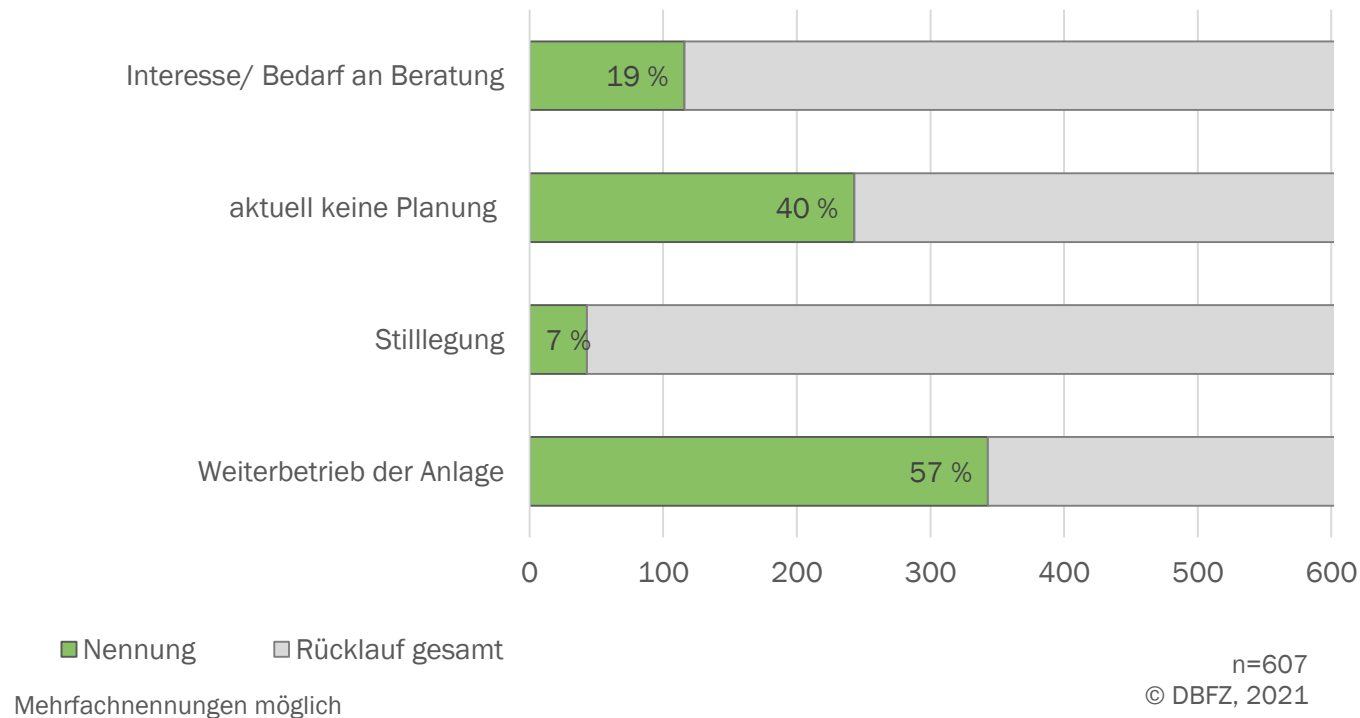
→ Ableitung Real-Szenario

# **Befragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)**

## **– Weiterbetrieb Biogasanlagen**

# Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

## Planung nach Auslaufen der EEG-Vergütung



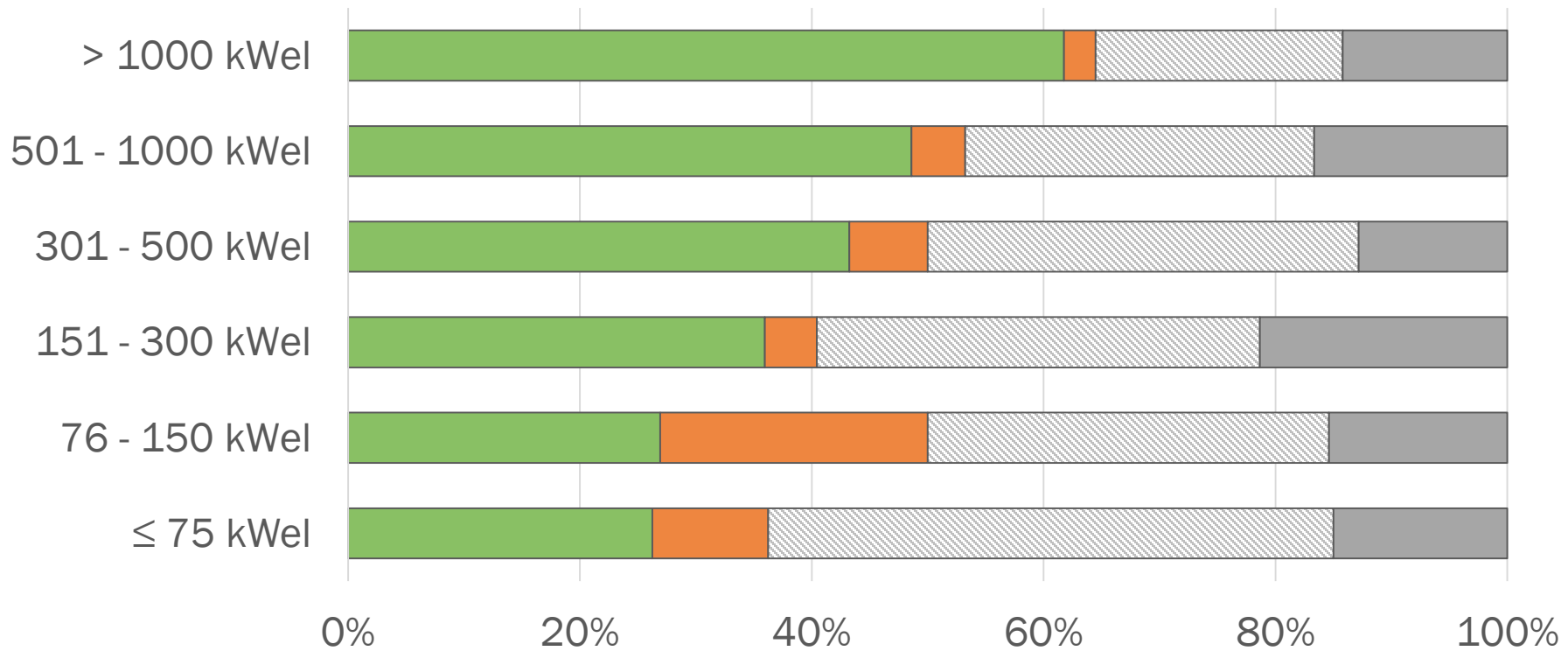
57% der Betreiber geben an, die Anlage nach Auslaufen der EEG-Vergütung weiterbetreiben zu wollen

40% der Betreiber geben an, dass die aktuell noch keine konkrete Planung zum Weiterbetrieb der Anlage haben

Mehrfachnennung beachten! Oftmals Weiterbetrieb und keine Planung oder auch keine Planung/  
Beratungsbedarf gleichzeitig angegeben

# Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

## Planung nach Auslaufen der EEG-Vergütung



■ Weiterbetrieb

■ Stilllegung

▨ aktuell keine Planung

■ Beratungsbedarf

Mehrfachnennungen möglich

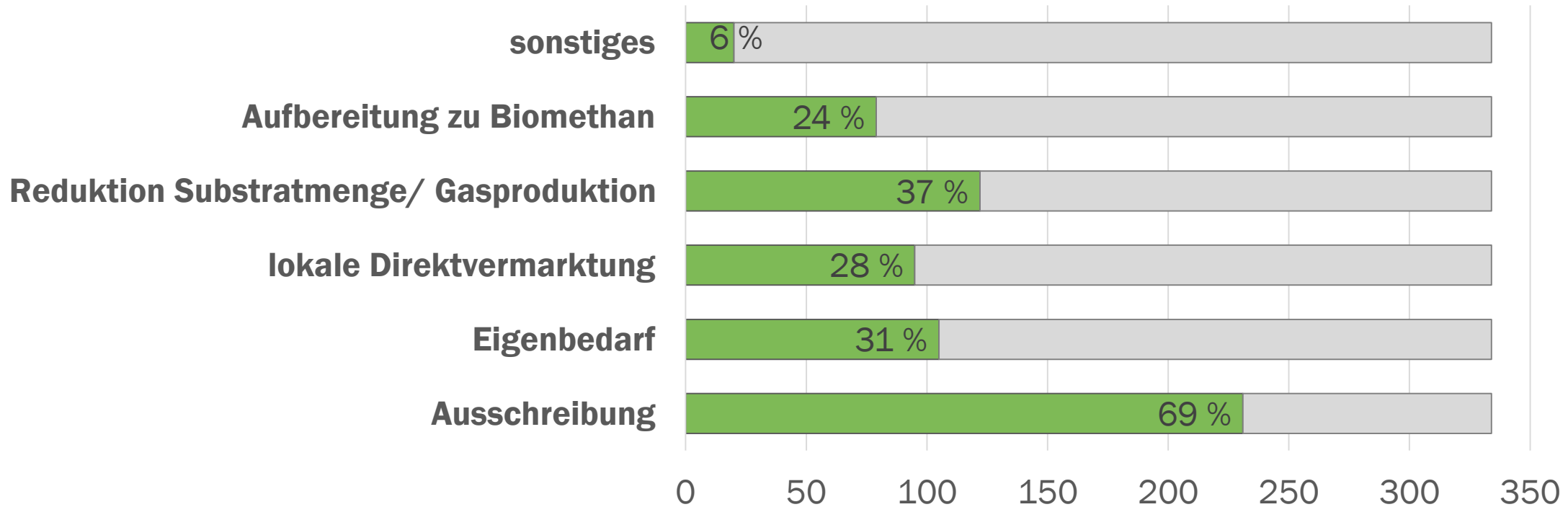
n=607

© DBFZ, 2021



# Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

## Weiterbetrieb nach Auslaufen der Vergütung



■ Nennung    □ Rücklauf gesamt

Mehrfachnennung möglich

n=334

© DBFZ, 2021

**Mehrfachnennung beachten!**

**Herzlichen Dank an die Anlagenbetreiber für ihre  
Teilnahme an den jährlichen Befragungen!!!**

# Ausblick Biogasentwicklung



- Weiterbetrieb über Anhebung von Ausbaurisikofaktoren und Gebotswerten gegeben
- Teilnahme an Ausschreibungen EEG werden im Vordergrund stehen
- Größere Planungsunsicherheit aufgrund der 80% Regelung (stärkerer Wettbewerb)
- Anlagen fester Biomasse werden günstigere Gebotswerte abgeben können
- Teilnahme an Ausschreibungen mit Auslaufen der EEG-Vergütung (max. 2-3 Jahre vorher)  
→ Wettbewerb bei den Ausschreibungen stärker ab 2023 zu erwarten
- Sonderausschreibung „hochflexible Biomethan-BHKW“ insbesondere für größere BHKW interessant
- abfallbasiertes Biomethan (insbes. größerer Anlagen) auch für Kraftstoffmarkt interessant (RED-II)
- Güllekleinanlagenverordnung für kleineren Anlagenteil relevant, abhängig von Ausgestaltung
- Generell: mit Ausstieg fossiler Kapazitäten Anstieg bei Flex-Erlöse durch Fahrplanoptimierung zu erwarten



# Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

## Ansprechpartner

### Biochemische Konversion

#### Arbeitsgruppenleiterin AG Systemoptimierung

Dipl. Umweltwiss. Jaqueline Daniel-Gromke

Tel.: +49 (0)341 2434 – 441

Jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de

## 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



## Bioenergiesysteme

**Biomethan – Neue Chancen im Verkehrssektor über die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)  
und deren nationale Umsetzung**  
Kathleen Meisel, Karin Naumann, Franziska Müller-Langer, Katja Oehmichen



# Agenda



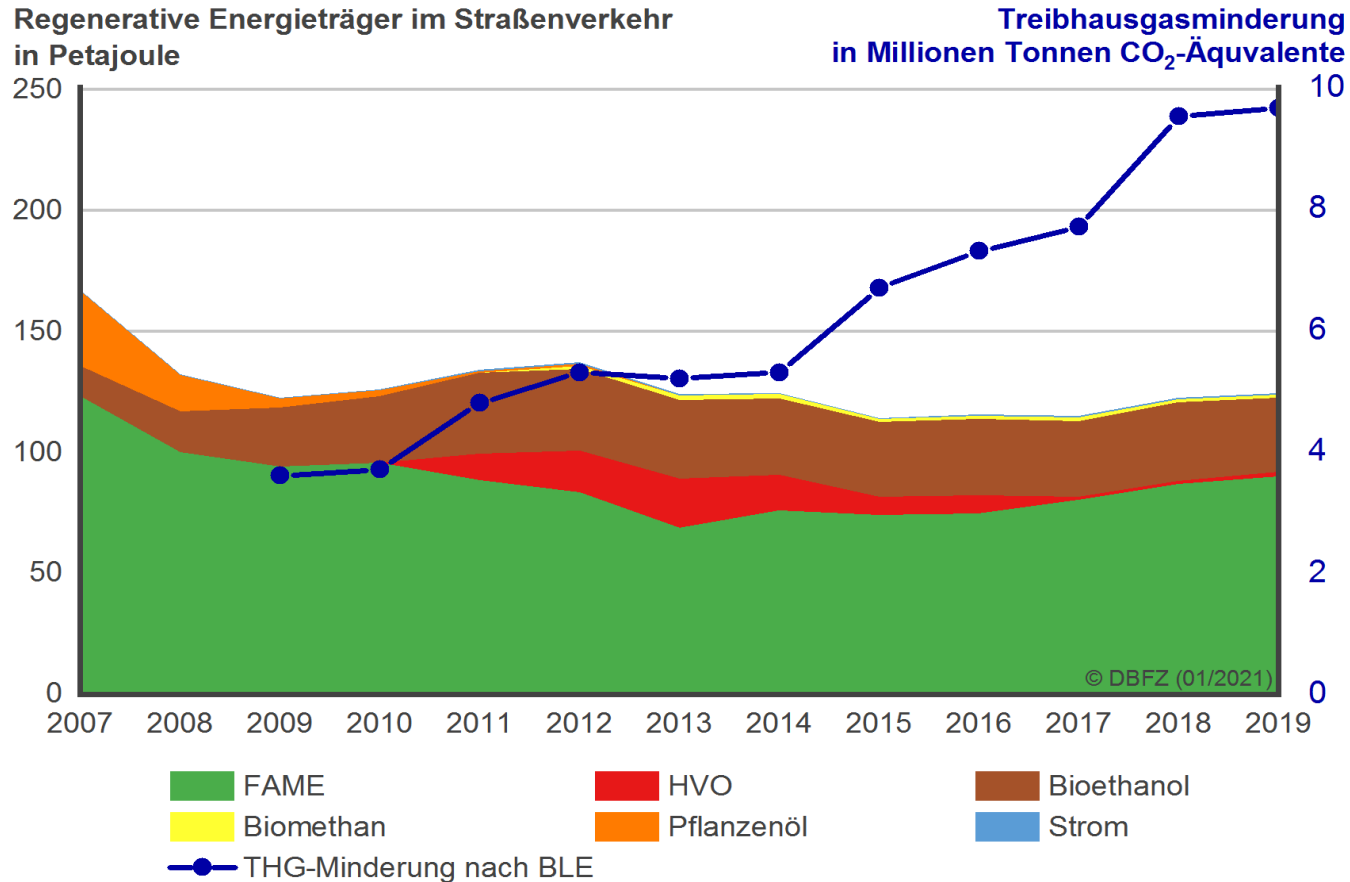
- Politischer Hintergrund
- Bisherige Bedeutung von Biomethan im Verkehr
- Umsetzung der RED II in nationales Recht
- Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II
- Fazit

# Politischer Hintergrund

## Zentrale Instrumente zur THG-Minderung im Verkehr

- Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED/RED II) mit Definition von Mindestanteilen im Verkehr: 10% EE bis 2020, 14% bis 2030
- Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) definiert THG-Minderungsziele für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe
- Nationale Umsetzung über THG-Quote mit geforderten THG-Reduktion von 3,5% ab 2015, 4% ab 2017, 6% ab 2020
- Umsetzung der RED II und damit Anpassung der THG-Quote bis 2030 muss bis 06/2021 abgeschlossen sein
- Biokraftstoffe müssen zur Quotenanrechnung 60% | 65% THG-Minderung (ab IBN 5.10.2015 | 1.1.2021) nachweisen

# Bisherige Bedeutung von Biomethan im Verkehr



- Mit 1,2 - 1,8 PJ untergeordnete Rolle in THG-Quote (v.a. durch infrastrukturell bedingtem geringen Gasmarkt, EEG-Vergütung, erforderlichen Biomethanaufbereitung)
- überwiegend aus Rest- und Abfallstoffen
- THG-Einsparung: ca. 90% ggü. Referenz

# Umsetzung der RED II in nationales Recht



## RED II

- Mindestanteil EE 14% bis 2030
- Optionen: Biokraftstoffe, Strom, strombasierte Kraftstoffe, RCF
- 4fache Anrechnung für Strom auf der Straße
- Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe 7% bzw. Anteil von 2020 + max. 1%
- Biokraftstoffe aus Anhang IX, Teil B bis max. 1,7%
- Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe aus Anhang X, Teil A incl. Doppeltanrechnung: 2022: 0,2%, 2025: 1%, 2030: 3,5%

## Nationaler Umsetzungsentwurf

- Stufenweise Erhöhung der THG-Quote bis 22% in 2030
- Optionen: Biokraftstoffe, Strom, strombasierte Kraftstoffe, RCF, grüner H<sub>2</sub> in Raffinerien, UER-Maßnahmen
- 3fache Anrechnung des Stroms in der Quote
- Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe konstant bei 4,4%
- Biokraftstoffe aus Anhang IX, Teil B bis max. 1,9%
- Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe bis 2,6% ohne Doppeltanrechnung, 2fach Anrechnung bei Übererfüllung

# Umsetzung der RED II in nationales Recht

## Unterquotenausgestaltung



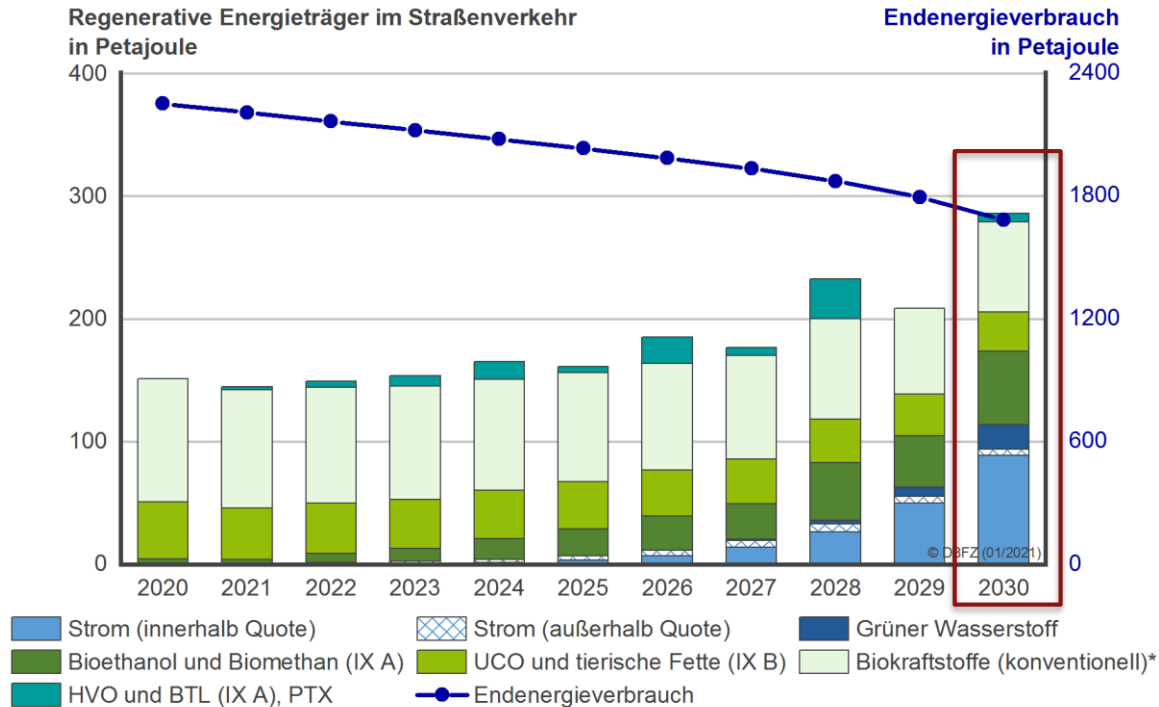
- Stufenweiser Anstieg der Unterquote:

Gesamtquote & Option	Erläuterung	2022	2023	2024	2025	2026/ 2027	2028/ 2029	2030
THG-Quote gesamt	Mindestanteil THG-Minderung	6,5%	7%	8%	8%	10%	14,5%	22%
Fortschrittliche Biokraftstoffe (REDII Anhang IX, A)	Unterquote, 2fache Anrechnung für Mengen oberhalb des Mindestanteils	0,2%	0,3%	0,4%	0,7%	1,0%	1,7%	2,6%

- Für fortschrittliche Biokraftstoffe wie z.B. Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Bioethanol aus Lignozellulose, FAME/HVO aus Tallöl und POME, BTL besteht ab Zeitpunkt der Umsetzung ein gesonderter Markt
- THG-Vermeidungskosten als wettbewerbsentscheidend innerhalb des begrenzten Marktes in der THG-Quote
- Technologien und Kapazitäten der Biomethanproduktion bereits vorhanden, andere Optionen nicht in dem Maße etabliert
- Derzeit rd. 219 BGA mit Biomethanaufbereitung (ca. 10 TWh = 36 PJ), das entspricht 10% der gesamten Biogasproduktion
- Beispielrechnung: Annahme EEV 1.773 PJ<sup>1</sup> (2030)
  - Unterquote 2022 mit 0,2%: 3,5 PJ
  - Unterquote 2030 mit 2,6%: 46 PJ

# Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II

## Beispielszenario zur Erfüllung der THG-Quote



\* Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote	6,5 %	7,0 %	8,0 %	8,0 %	10,0 %	10,0 %	14,5 %	14,5 %	22,0 %
Erneuerbare Energien, RED II	9 %	10 %	11 %	11 %	14 %	14 %	20 %	20 %	31 %
Erneuerbare Energien, real	7 %	7 %	8 %	8 %	9 %	9 %	12 %	10 %	15 %

Emissionen im Straßenverkehr, KSG	134	129	123	118	112	107	101	96	90
Emissionen im Straßenverkehr, real	161	157	154	150	146	142	136	128	116

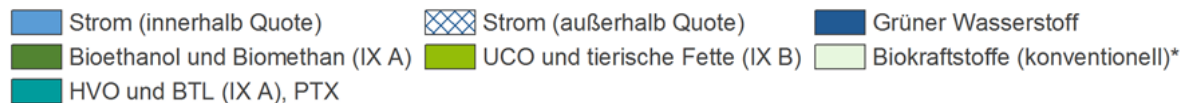
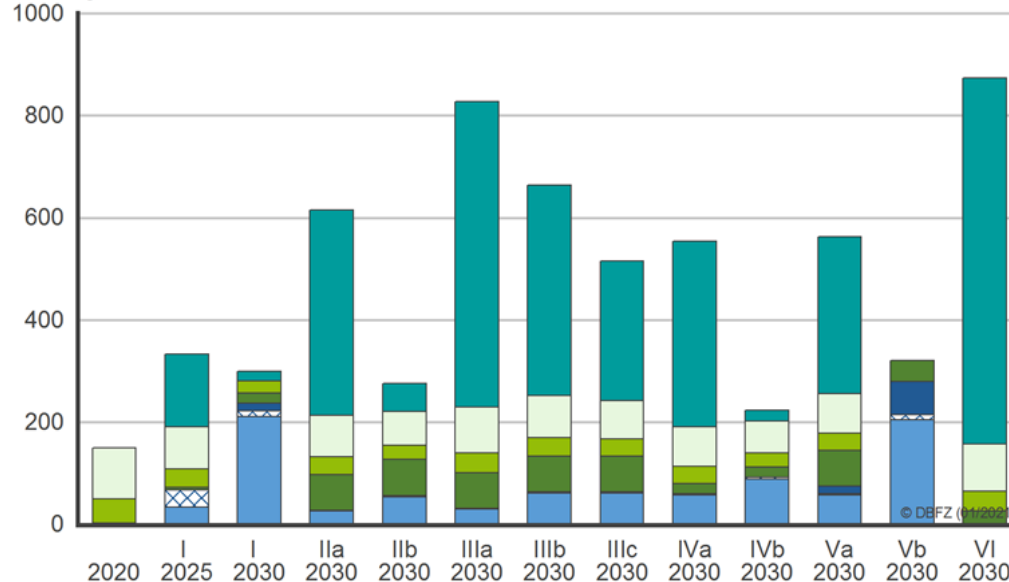
(beide in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äqu.)

- abfall- und reststoffbasiertes Biomethan ist wettbewerbsfähigste Option in Unterquote
- Wachsender Gasmarkt: 2PJ (2020) - 54PJ (2030) >> Alleinige Erfüllung der Unterquote bzw. Übererfüllung
- Obergrenze für Biokraftstoffe aus Anhang IX, B und konventionelle ausgeschöpft (2030)
- 7,5 Mio. E-PKW, auch E-LKW (2030)
- Grüner H<sub>2</sub> entsprechend Wasserstoffstrategie
- Restliche Quotenerfüllung mit HVO (IX, A) (2030)
- RED II gefordertes EE-Ziel von 14% deutlich übererfüllt, aber Klimaschutzziele würden verfehlt



# Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II Szenarien unter Erfüllung der Klimaschutzziele

Regenerative Energieträger im Straßenverkehr  
in Petajoule



\* Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen

- in Abhängigkeit von der Entwicklung der Elektromobilität und des EEV bleibt ein stark variierender Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen
- In 3 Szenarien keine Gaskraftstoffe zum Einsatz, in anderen ein deutlicher Anstieg
- Einige Szenarien mit sehr hohem Einsatz erneuerbarer (Bio)Kraftstoffe, was sehr hohe THG-Quoten bedeuten würde
- Zum Klimaschutz höhere THG-Quote als 22% benötigt

Szenario 2030	I (2025)	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IIIc	IVa	IVb	Va	Vb	VI
Erforderliche THG-Quote	20 %	26 %	43 %	28 %	50 %	45 %	39 %	40 %	20 %	40 %	46 %	52 %
Erneuerbarer Anteil, RED II	24 %	46 %	54 %	36 %	63 %	57 %	48 %	51 %	30 %	53 %	56 %	64 %
Erneuerbarer Anteil, real	15 %	14 %	33 %	17 %	40 %	34 %	28 %	30 %	13 %	30 %	15 %	42 %

- Biomethan aus Rest- und Abfallstoffe ist die wettbewerbsfähigste Option unter den fortschrittlichen Biokraftstoffen
- hoher Gaskraftstoffanteil im Straßenverkehr unterstützt die kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Quellen und reduziert dementsprechend den Bedarf erneuerbarer fortschrittlicher und zumeist kostenintensiverer Flüssigkraftstoffe (sowohl biogene als auch für nicht-biogene Kraftstoffe)
- Für schwer elektrifizierbare Verkehrsbereiche ist Gaskraftstoff (CNG/LNG) auch langfristig eine nachhaltige Option, da Biomethan eine etablierte Technologieoption zur effizienten Nutzung von Abfall- und Reststoffen mit hoher THG-Einsparung ist
- Ohne ausreichende Gaskraftstoffanteile im Verkehrssektor bis 2030 dürfte es schwierig werden, die erforderlichen Mengen an anderen fortschrittlichen Biokraftstoffen wie Ethanol oder HVO in den Kraftstoffmarkt einzuführen.

**Deutsches Biomasseforschungszentrum**

gemeinnützige GmbH



## **Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft**

### **Ansprechpartner**

Kathleen Meisel

Kathleen.meisel@dbfz.de

+49 341 2434 472

Karin Naumann

Karin.naumann@dbfz.de

+49 341 2434 711

### **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

# Ihr Partner für Nachhaltigkeits- zertifizierung

praxisorientiert | zuverlässig | effizient



# Nachhaltigkeitszertifizierung von Biomethan

**Hendrik-Benjamin Lerbs – REDcert GmbH**

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?  
Leipziger Biogas-Fachgespräche, 03.02.2021



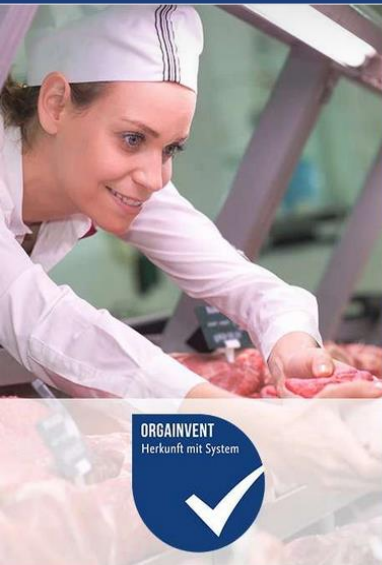
# REDcert als Teil von ORGAINVENT



## ORGAINVENT

ENTWICKLUNGS- UND KOORDINATIONSGESELLSCHAFT MBH

START ÜBER UNS KOMPETENZEN AKTUELL KONTAKT  English





# REDcert – wer wir sind



- ➔ **1.500 Kunden** in **26** europäischen Ländern
- ➔ **25** Zertifizierungsstellen mit **190** Auditoren
- ➔ Gewährleistet die **Rückverfolgbarkeit** vieler biobasierter und chemischer Rohstoffe
- ➔ **Schulungen** für Zertifizierungsstellen, Auditoren und Kunden
- ➔ Hohe Glaubwürdigkeit durch **Integrity Management System**

# Überblick REDcert Systeme

**Offiziell genehmigt von nationalen  
und europäischen Behörden**



Nationales\* System



Internationales\* System

\* gem. Richtlinie 2009/28/EG bzw.  
2018/2001 (EU)  
und deutsche Gesetzgebung

**Biokraftstoff-  
sektor**

**Akzeptiert / gebenchmarkt von SAI**



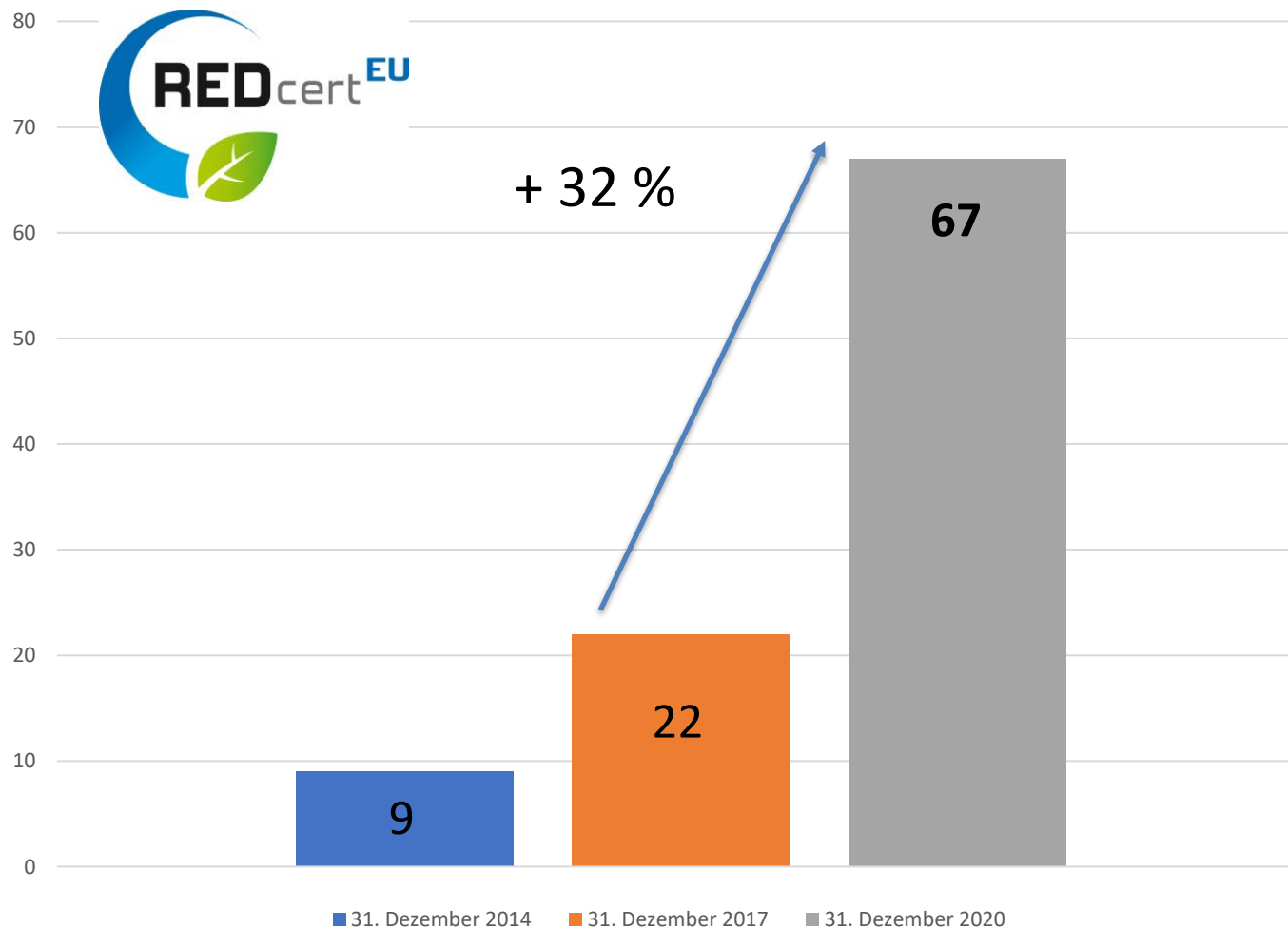
Freiwilliges System  
• Lebensmittel  
• Futtermittel  
• Chemie

**LM/FM/stoffl.  
Biomasse-  
nutzung**



- Hauptsitz – Bonn
- Auslandsbüro – Warschau, PL

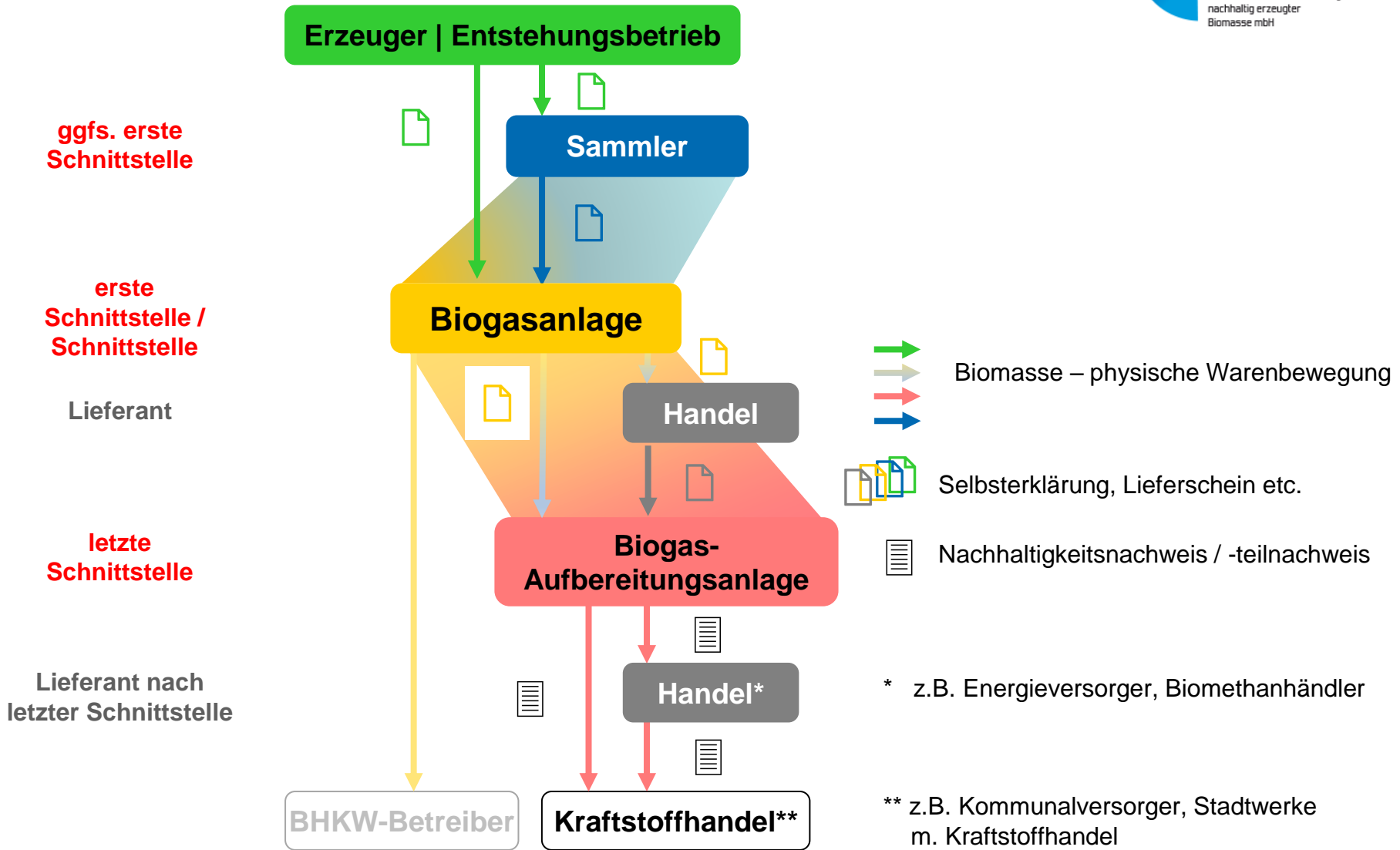
# Positive Entwicklung BGAA Systemteilnehmer



# Rechtlicher Rahmen

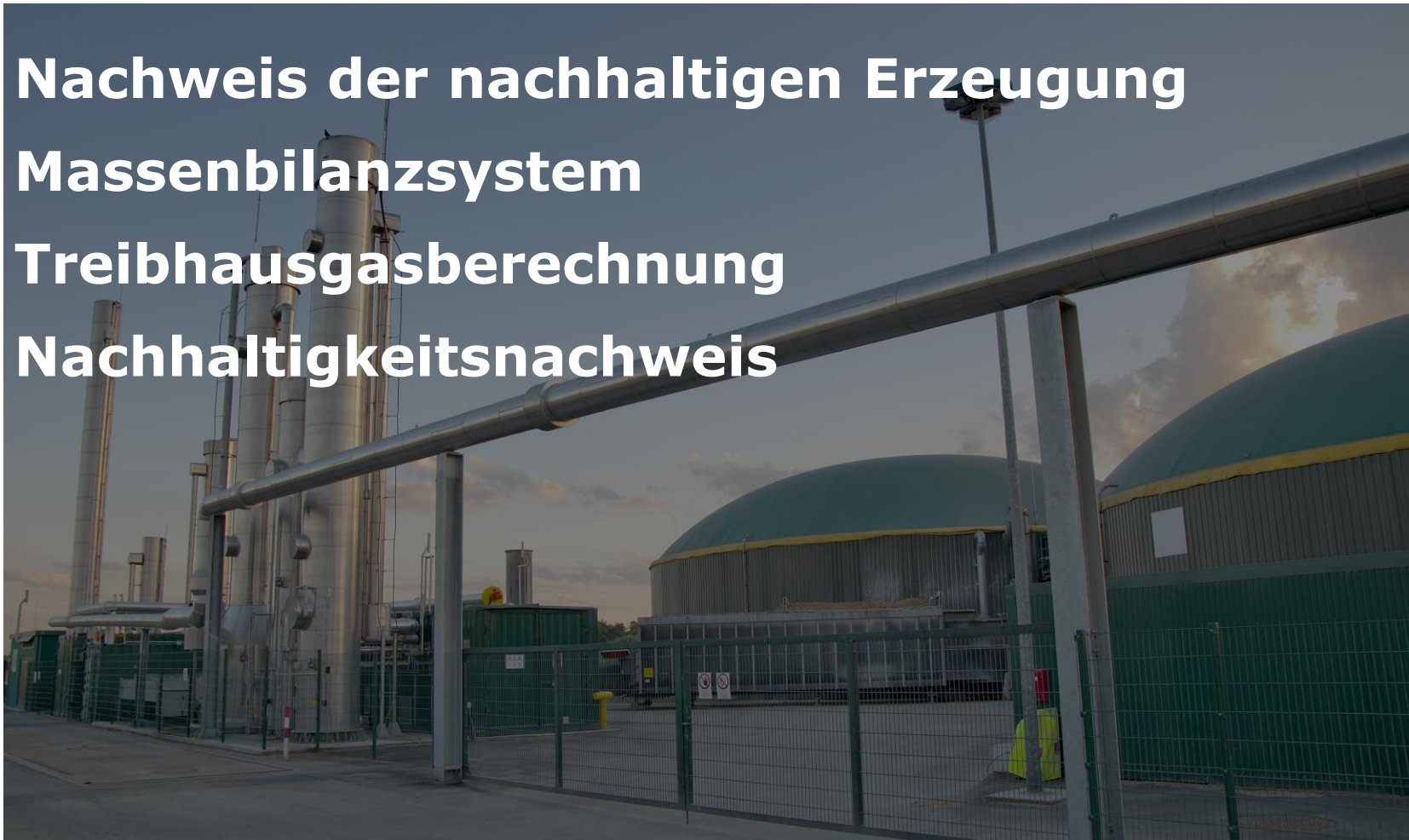


# Chain of Custody Biomethan



# Anforderungen an BGAA

- ➔ **Nachweis der nachhaltigen Erzeugung**
- ➔ **Massenbilanzsystem**
- ➔ **Treibhausgasberechnung**
- ➔ **Nachhaltigkeitsnachweis**





# Biogasanlage als 1. Schnittstelle

- ➔ Falls keine vorgelagerte Schnittstelle als Sammelstelle für Abfall/Reststoffe, dann i.d.R. als 1. Schnittstelle zu zertifizieren!
- ➔ Sorgt in diesem Fall für Nachweisführung der Erzeuger /Entstehungsbetriebe (Selbsterklärungen)



# Selbsterklärung CC-Betriebe + A & R

**Selbsterklärung Cross-Compliance Betriebe**

des landwirtschaftlichen Betriebes \_\_\_\_\_

Straße: \_\_\_\_\_ Land: \_\_\_\_\_

PLZ, Ort: \_\_\_\_\_ NUTS-II-Gebiet\* \_\_\_\_\_

zur Nachhaltigkeit von Biomasse gemäß der Richtlinie 2009/28/EG bzw. nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioS-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) sowie nach den REDcert-Anforderungen.

**Empfänger**

Die von REDcert  
Regen von

1. \_\_\_\_\_

2. \_\_\_\_\_

3. \_\_\_\_\_

4. \_\_\_\_\_

5. \_\_\_\_\_

6. \_\_\_\_\_

7. \_\_\_\_\_

**Hinweise**  
Zertifizier  
Nachhalt  
Auditors

Ort, Datum: \_\_\_\_\_  
\* NUTS-II-Gebiet  
Einheitsk

**Selbsterklärung für die Lieferung von Abfall bzw. Reststoffen für die Biokraftstoffproduktion**

Entstehungsbetrieb: \_\_\_\_\_

Straße: \_\_\_\_\_

PLZ, Ort: \_\_\_\_\_

Staat: \_\_\_\_\_

für nachhaltige Biomasse nach Richtlinie 2009/28/EG

Empfänger: \_\_\_\_\_

Kontrakt- bzw. Vertragsnummer: \_\_\_\_\_

(Zutreffendes bitte ankreuzen)

1.  Bei dem gelieferten Abfall bzw. den Reststoffen handelt es sich ausschließlich um Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG.

2.  Der Abfall bzw. Reststoff stammt aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen.

Falls ja:  
 Der Abfall bzw. Reststoff erfüllt die Anforderungen nach Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG.

3. Der Abfall bzw. Reststoff ist durch folgenden Prozess entstanden:  
\_\_\_\_\_

4. Bei der Lieferung handelt es sich um folgenden Abfall bzw. Reststoff:  
\_\_\_\_\_

Listen Sie bitte jeden gelieferten Abfall bzw. Reststoff auf. Bitte geben Sie ggfs. den Abfallschlüssel an. Bei tierischen Nebenprodukten muss die jeweilige Kategorie gemäß Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 bzw. 1069/2009 angegeben werden.

5.  Die Vorschriften für die Kennzeichnung und den Transport inkl. der Handelspapiere werden erfüllt. Liegen Veterinärbescheinigungen vor, werden diese mit den Handelspapieren geführt.

6.  Der jeweilige Abfall und Reststoff stammt ausschließlich von dem unterzeichnenden Entstehungsbetrieb und wurde nicht mit anderer Biomasse vermischt. Der Entstehungsbetrieb nimmt keine Abfälle und Reststoffe von einem anderen Entstehungsbetrieb zum Zwecke der Vermischung von Biomasse auf.

**Hinweise:** Mit dieser Selbstklärung nimmt der Entstehungsbetrieb zur Kenntnis, dass Kontrolloren der anerkannten Zertifizierungsstellen überprüfen können, ob die relevanten Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG eingehalten werden. Es ist zu beachten, dass die Kontrolloren der Zertifizierungsstellen zur Beobachtung ihrer Tätigkeit ggf. von BLE-Prüfern begleitet werden. Zudem ist REDcert Mitarbeitern wie auch von REDcert anerkannten Auditoren die Durchführung einer Sonderkontrolle bzw. eines Witnessaudits zu gewähren.

Ort, Datum: \_\_\_\_\_ Unterschrift: \_\_\_\_\_

\* Die Lieferungen von Altpapieren und -ölen spezifizieren Sie bitte, ob es sich um Altpapierseite und -öle auf tierischer oder pflanzlicher Basis handelt.

Selbsterklärung Abfall und Reststoffe REDcert EU ©REDcert  
Vom: 20.11.2018

➔ **Jährliche** Erklärung erforderlich

➔ Punkte der Erklärungen:

- Relevante Biomasse
- Status „Ackerfläche“ zum Referenzzeitpunkt 01.01.2008
- Anbau in Schutzgebieten
- Empfang/Antrag Direktzahlungen (CC)
- Nachweisführung/Lieferdokumentation
- Abfall stammt aus Land-, Forstwirtschaft, Aquakulturen i.S. der RED
- Angabe AVV-Nr.
- Keine Vermischung des jeweiligen Abfalls mit anderen Abfällen

➔ Akzeptanz der Stichprobenkontrolle

# Massenbilanzsystem

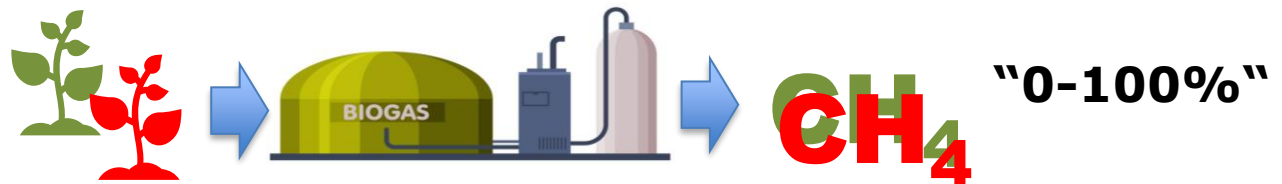
nachhaltige oder  
nicht-nachhaltige  
Biomasse

(teil-)nachhaltiges  
Biogas/Biomethan

„hard-IP“



„Massenbilanz“



- ➔ Standortspezifische Bilanzerstellung zum Bilanzzeitpunkt
- ➔ keine physische/körperliche Trennung d. Biomasse notwendig
- ➔ am Ende jedes Bilanzzeitraums gilt:

$$\text{Output}_{\text{nachhaltig}} \leq \text{Input}_{\text{nachhaltig}}$$

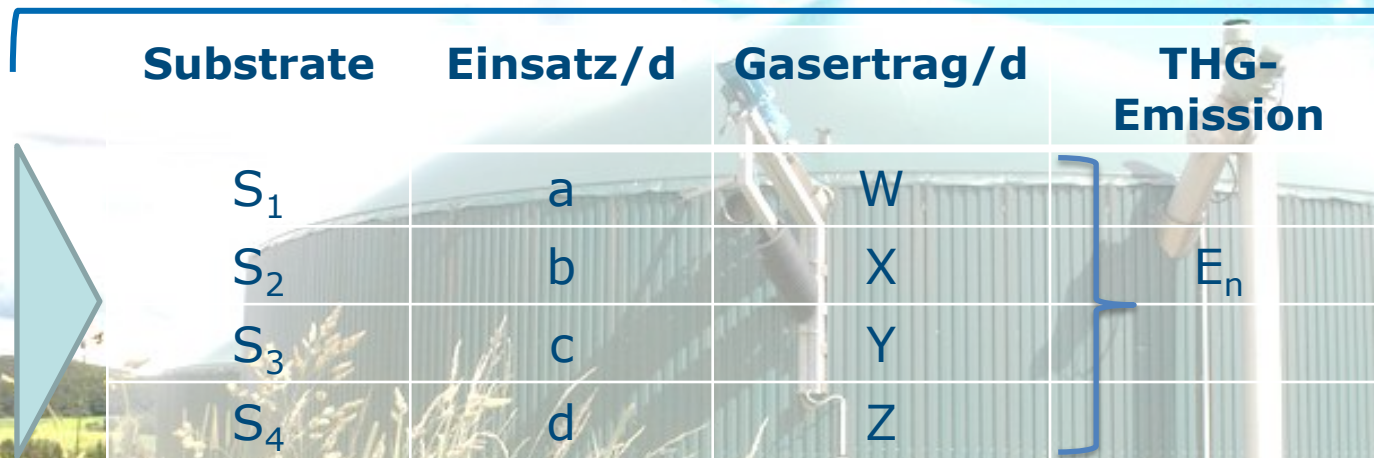
# Massenbilanz in der RED II

- ➔ Verbot einer **Mehrfachanrechnung** bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien in einem Mitgliedstaat
- ➔ Angabe von **Marktanreizen/Einspeisevergütungen**, die das Material möglicherweise bisher erhalten hat (wichtig für Biogas / Biomethan, da es sowohl im Verkehrssektor als auch im Elektrizitätssektor verwendet werden kann)
- ➔ MB-Zeitraum bis zu **3 Monate** (Unterdeckung möglich)  
MB-Zeitraum bis zu **12 Monate** für Ersterfasser (keine Unterdeckung möglich!)
- ➔ **Guthaben** können nur in die nächste Periode übertragen werden, wenn nachhaltiges Material physisch vor Ort vorhanden ist
- ➔ **EU-Gasnetz** ist als Bilanzraumgrenze für MB bestätigt

# Saldierung in der RED II

- ➔ Saldierung von THG-Emissionen ist nur bzgl. der Erzeugung von Biogas für die Produktion von Biogas/Biomethan möglich
- ➔ Saldierung einzelner substratspezifischer THG-Emissionswerte möglich für Standardwerte od. bei individuellen Werten

## Bilanzzeitraum



Substrate	Einsatz/d	Gasertrag/d	THG-Emission
$S_1$	a	W	$E_n$
$S_2$	b	X	
$S_3$	c	Y	
$S_4$	d	Z	

Input

Output



# THG-Berechnung von Biomethan

$e_{ec}$   
Anbau



$e_{td1}$   
Transport



$e_{p1}$   
Verarbeitung



$e_{p2}$   
Aufbereitung



$e_{td2}$   
Transport und Distribution

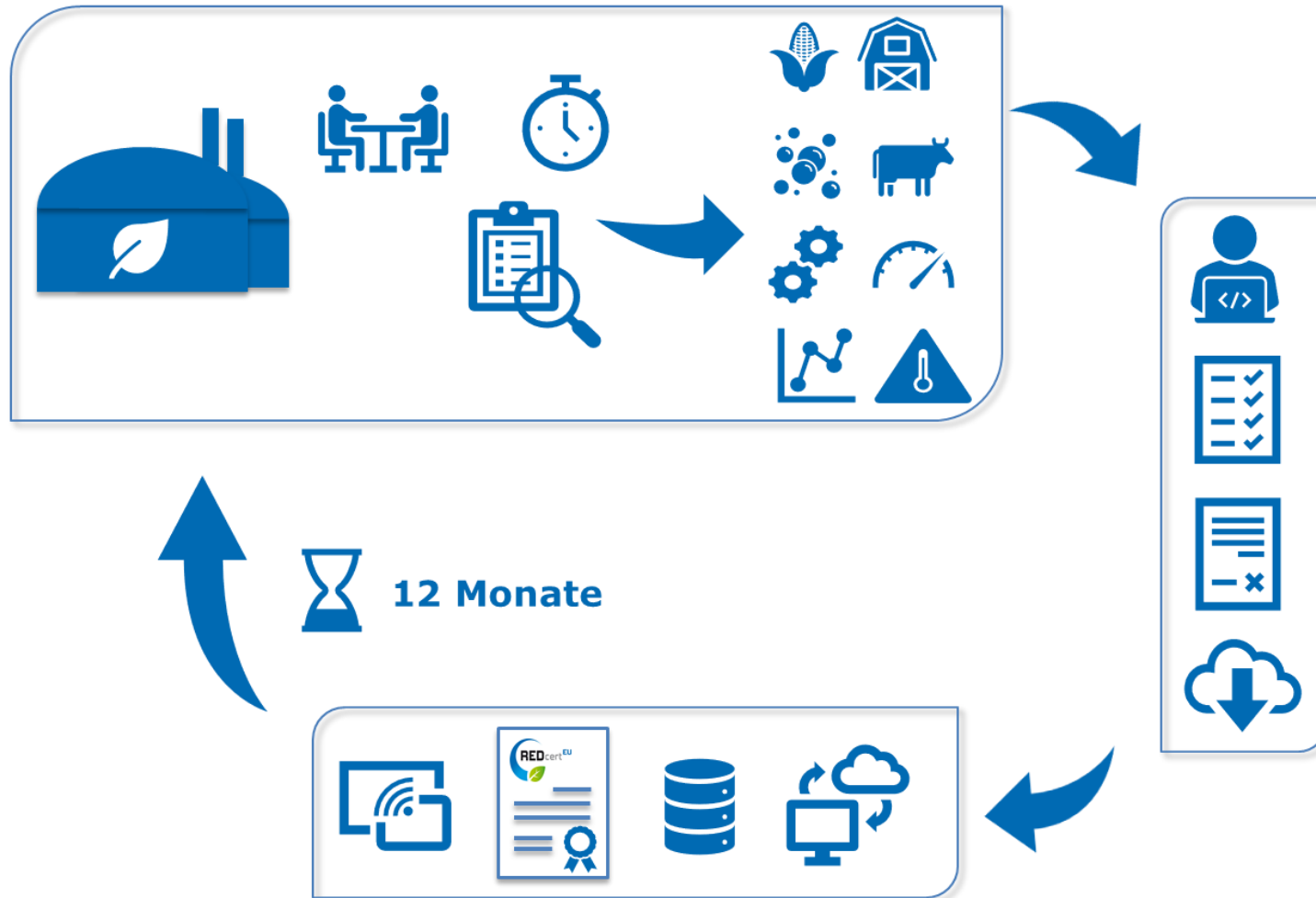


$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$





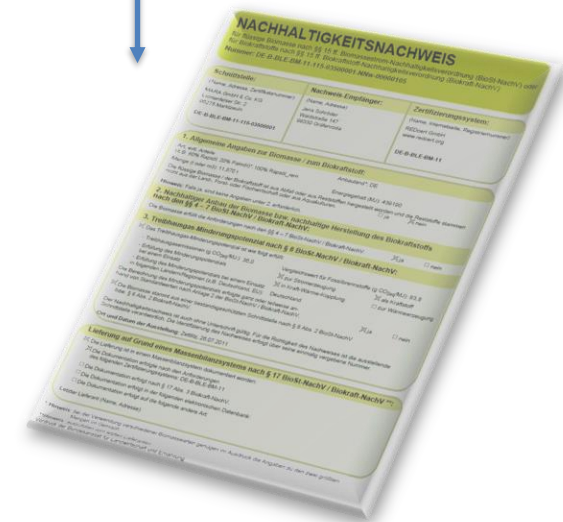
# Auditprozess Biomethananlage



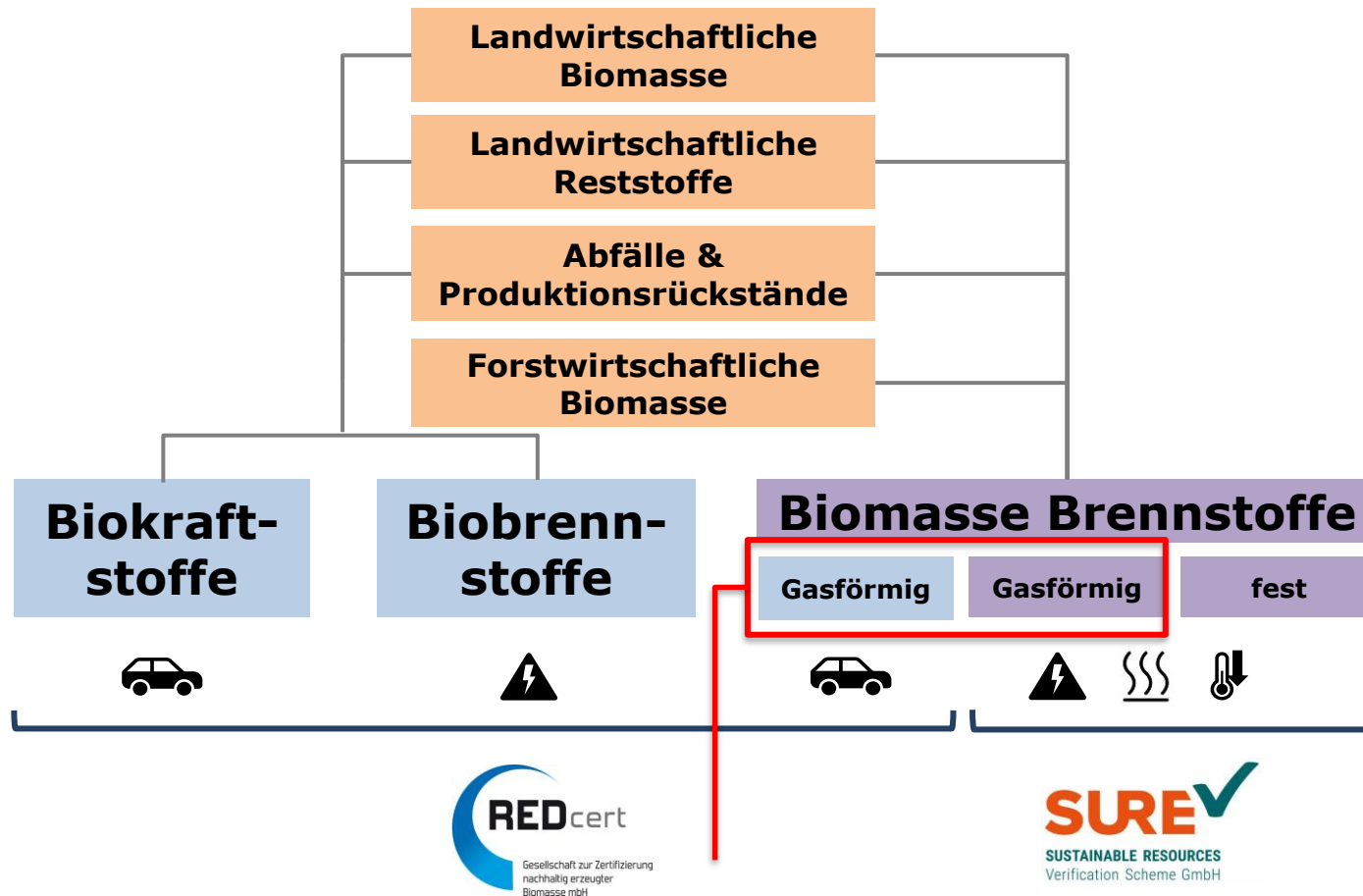
# Letzte Schnittstelle



- ➔ Auf Basis eines gültigen Zertifikates stellt die letzte Schnittstelle (Biomethanlage od. Händler) **Nachhaltigkeitsnachweise** rückwirkend (um Korrekturen zu vermeiden) für das gelieferte (eingespeiste) Biomethan aus



# Geltungsbereich der RED II



**Ein Zertifizierungsprozess → einmalige Kosten → Zwei Zertifikate**

# Wer wäre betroffen?

1.000 – 4.000 BGA je nach Szenario



# System-Update



- ➔ SD befinden sich derzeit in der Bewertung der Europäischen Kommission
- ➔ werden nach einer positiven Bewertung und vor der formellen Anerkennung veröffentlicht
- ➔ REDcert wird rechtzeitig Seminare und Schulungen anbieten, um die Implementierung / den Übergang des aktualisierten Systems durch Betreiber und Zertifizierungsstellen zu unterstützen



# Übergang von RED I → RED II



- ➔ RED I läuft am 30. Juni 2021 aus
- ➔ Ab dem 1. Juli 2021 können nur noch RED II konforme Zertifikate ausgestellt werden

**Aber was geschieht mit Betreibern mit einem gültigen RED I-Zertifikat, das vor dem 1. Juli 2021 ausgestellt wurde?**

## REDcert schlägt eine Übergangsperiode vor:

- ➔ Ab dem 1. Juli 2021 müssen die Betreiber alle in der RED II festgelegten Kriterien erfüllen
- ➔ RED I-Zertifikate bleiben bis zu ihrem regulären Ablaufdatum (max. 30. Juni 2022) gültig und werden unter der RED II akzeptiert

# Fazit und Ausblick



- ➔ Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED I im Biomethanbereich hat sich bislang gut bewährt
- ➔ Standardwerte nun auch für Mais und Bioabfall (weitere im Zuge der Revision der RED II erwartet) sowie Gemische Mais:Gülle (z.B. 70:30) sowie und erstmals ein Güllebonus von **- 45 g CO<sub>2eq</sub>/MJ** beim Emissionsfaktor  $e_{sca}$
- ➔ Schon jetzt erreichen Biomethananlagen THG-Einsparungen ca. 90 %!
- ➔ Umstellung von EEG auf Nachhaltigkeitszertifizierung bei positiver Entwicklung des THG-Quotenpreises als Alternative
- ➔ Referentenentwurf zur Novellierung von Biokraft-NachV und BioSt-NachV händeringend erwartet → die Zeit drängt!



Ihr Partner für  
Nachhaltigkeitszertifizierungen



Suchen...

Login

[Home](#) [Über uns](#) [REDcert Systeme](#) [Events](#) [Mediathek](#) [Kontakt](#)



## REDcert-EU und REDcert-DE

Mit den Zertifizierungssystemen REDcert-EU und REDcert-DE haben Sie einen uneingeschränkten Zugang zum deutschen Markt bzw. zu den europäischen Märkten für nachhaltige Biomasse, Biokraft- und -brennstoffe.

[Weiterlesen](#) →

### REDcert – Ihr Partner für Nachhaltigkeitszertifizierungen

REDcert bietet Ihnen Zertifizierungssysteme für nachhaltige Biomasse, Biokraft- und -brennstoffe (REDcert-DE und REDcert-EU) sowie nachhaltige Agrarrohstoffe zur Verwendung in der Lebensmittel-/Futtermittelwirtschaft aber auch zur stofflichen Biomassenutzung bzw. stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie (REDcert+). Die REDcert Philosophie besteht darin, die Systemteilnehmer bei der Umsetzung einer Nachhaltigkeitszertifizierung zu unterstützen und praxisorientierte Systeme zu bieten.

Haben Sie unterschiedliche Rohstoffe und möchten nur ein Nachhaltigkeitszertifizierungssystem? Dann bietet Ihnen REDcert hier verschiedene Lösungen, so dass nur ein Audit erforderlich ist, um Ihre Rohstoffe in alle Märkte liefern zu können.

Die REDcert Systeme sind dabei auf alle Wirtschaftsbeteiligten der jeweiligen Wertschöpfungskette anwendbar. Die Tätigkeitsschwerpunkte von REDcert zur Umsetzung von Nachhaltigkeitsanforderungen liegen schwerpunktmäßig in Deutschland und Europa.

Informieren Sie sich auf unserer Homepage über die Aufgaben und Ziele von REDcert, die Systemanforderungen, Prüfsystematik, Schulungstermine und vieles mehr.

Oder fordern Sie unsere [Imagebroschüre](#) an.

### News

#### REDcert ist Goldpartner des 18. Internationaler Fachkongress für Erneuerbare Mobilität



### Dr. Christian Krüger

Corporate Sustainability

*"Bei BASF verbinden wir wirtschaftlichen Erfolg mit dem Schutz der Umwelt und gesellschaftlicher Verantwortung. Die verschiedenen REDcert-Zertifizierungen bieten uns als globales Chemieunternehmen die Möglichkeit, die Glaubwürdigkeit unserer massenbilanzierten Produkte für unsere Kunden und Stakeholder zu erhöhen. Die REDcert-Standards sind auf alle unsere Standorte anwendbar. Als weltweit erstes Unternehmen hat BASF ein Produkt 2018 gemäß dem neuen REDcert2-Standard für die chemische Industrie erfolgreich auditiert lassen und mittlerweile sind alle massenbilanzierten Produkte danach zertifiziert. Diese werden heute in vielen verschiedenen Industriebereichen verwendet (z.B. Verpackung, Automobil, Bau). Darüber hinaus nutzen wir auch das REDcert-EU-System für massenbilanzierte Produkte, die für den Biokraftstoff-Sektor bestimmt sind."*



# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



**Hendrik-Benjamin Lerbs**

Business Development Manager

**REDcert GmbH**

**Sustainable Resources**

**Verification Scheme GmbH**

Schwertberger Str. 16

53177 Bonn

**+49 228 3506115**

**hendrik.lerbs@redcert.de**

**www.redcert.org**

**www.sure-system.org**

# ***Projektergebnisse zur landwirtschaftlichen Energieautarkie & Grünlandnutzung***

**>> *Biogas Fachgespräch***

***Online-Seminar, 03. Februar 2021***

***Dr. Joachim Pertagnol***

- \* **Projekt „Biogas Natur“**
- \* **Projekt „Biogas Autark“**



Laufzeit 2017 - 2019



Gefördert im Rahmen des  
**Umweltforschungsplans (UFO-Plan) 2017**  
des Bundesamtes für Naturschutz



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und nukleare Sicherheit



## Projektpartner



treurat  
partner  
berater



bosch & partner



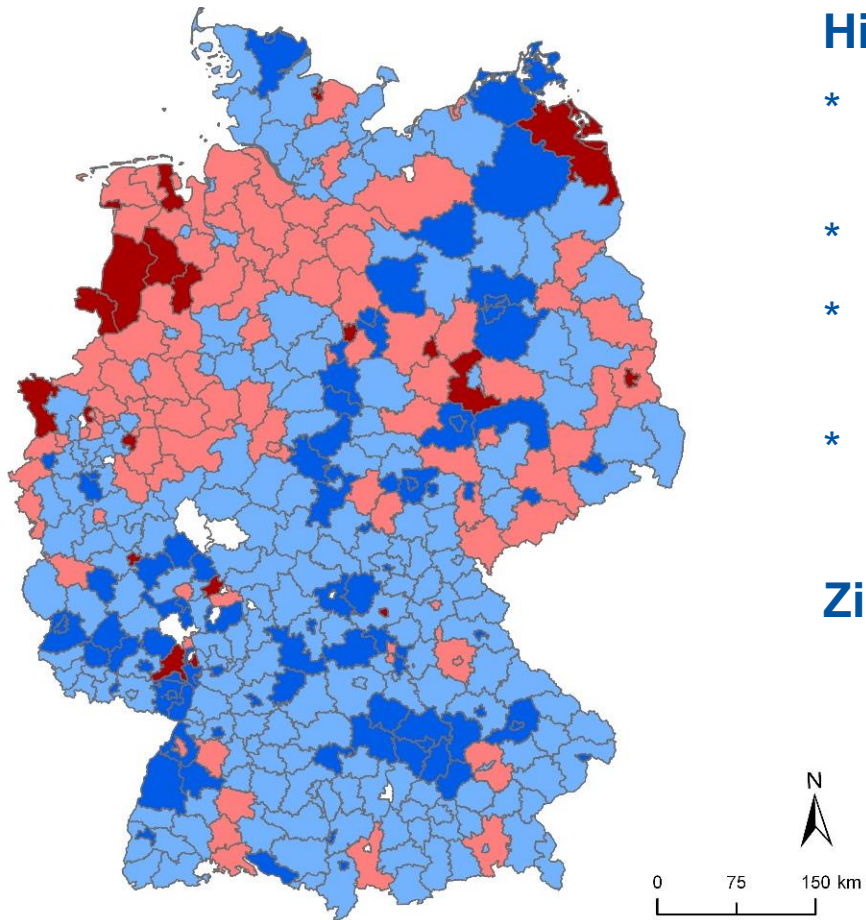
## Hintergrund

- \* Verlust von wertgebendem Grünland durch Intensivierung Landwirtschaft
- \* Intensivierung nicht überall → Karte
- \* Verbuschung von Grünland durch fehlende Verwertungswege für Gras
- \* Fehlende Verwertung von 200.000 Hektar Grünland bei Wegfall der Biogasanlagen

## Ziel des Vorhabens

Aufzeigen von Synergien zwischen

- Biogasanlage:  
Substitution von flächenintensiven Substraten (wie Mais)
- Naturschutz:  
Refinanzierungsmöglichkeiten für die Landschaftspflege



Veränderung der Großvieheinheiten  
von 2010 bis 2016

- Rückgang um 10 Prozent und mehr
- Rückgang um weniger als 10 Prozent
- Zunahme um bis zu 10 Prozent
- Zunahme um mehr als 10 Prozent
- keine Angabe möglich

Gefördert im Rahmen des  
Umweltforschungsplans (UFO-Plan)  
2017 des Bundesamtes für Naturschutz



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und nukleare Sicherheit



## Projektpartner



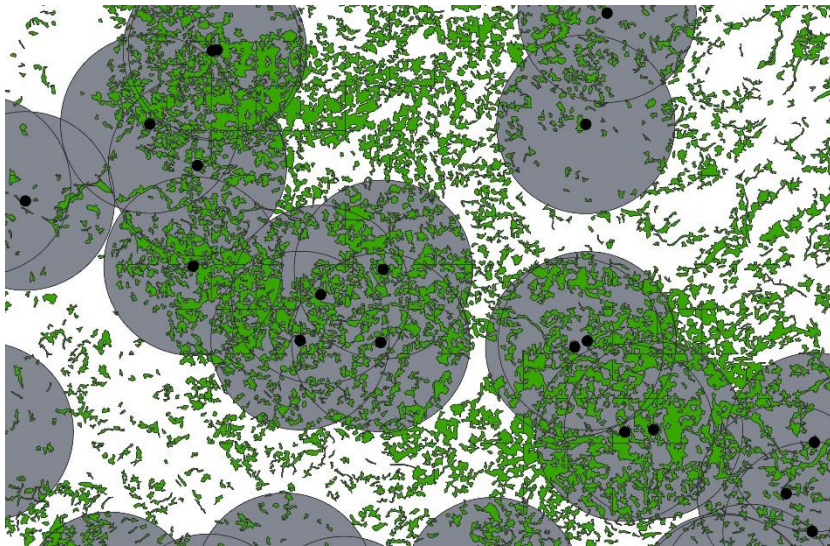
# Nutzungsintensität des Grünlands

## Datenbasis

- \* EEG-Anlagenregister
- \* CORINE Land Cover (2012)
- \* Atlas Agrarstatistik NRW

## Fokussierung

10-Kilometer-Umkreis um alle BGA



## Vergleich zu Praxisbetrieben

- 4 Betriebe
- Anteil Grünland an LW-Fläche des Landkreises 35% - 62%



- \* Verbessertes Betriebsergebnis durch Einsatz von Landschaftspflegegras, wenn auch nur in geringen Mengen verfügbar
- \* Reduzierung Gesamtsubstratmenge (Downsizing) sinnvoll, dadurch auch Reduzierung der Maismenge möglich
- \* Begünstigung von nicht überbauten Biogasanlagen
- \* Notwendigkeit der Abstimmung der Nutzung von Landschaftspflegegras auf das naturschutzbezogene Potenzial der Einzelstandorte
- \* Erhöhtes Synergiepotenzial an Standorten mit **hoher naturschutzbezogenen Wertigkeit** des Grünlands und vergleichsweise **geringer Nutzungsintensität**,  
→ gilt für etwa jede 25. Biogasanlage in Deutschland (Kategorie B)
- \* Problem: Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten von Landschaftspflegegras ist den Akteuren nicht immer unmittelbar bekannt



# Biogas Autark

- \* **Laufzeit: 2018-2020**
- \* Ziel: Zukünftige Nutzung von Bestandsanlagen für Eigenversorgung mit Energie (Strom & Wärme)
- \* Vorteil:
  - \* sicherer Strompreis
  - \* Einsparungen von EEG-Umlage
  - \* Fortbestand der Biogasanlage
  - \* Planungssicherheit (Betrieb)
- \* Nachteil:
  - \* Rechtliche Fragen sehr komplex
  - \* Hohe technische Herausforderungen
- \* Aber: Geht das?



UNIVERSITÄT  
HOHENHEIM

Freistaat  
Thüringen



Landesamt für  
Landwirtschaft und  
Ländlichen Raum

Gefördert durch:

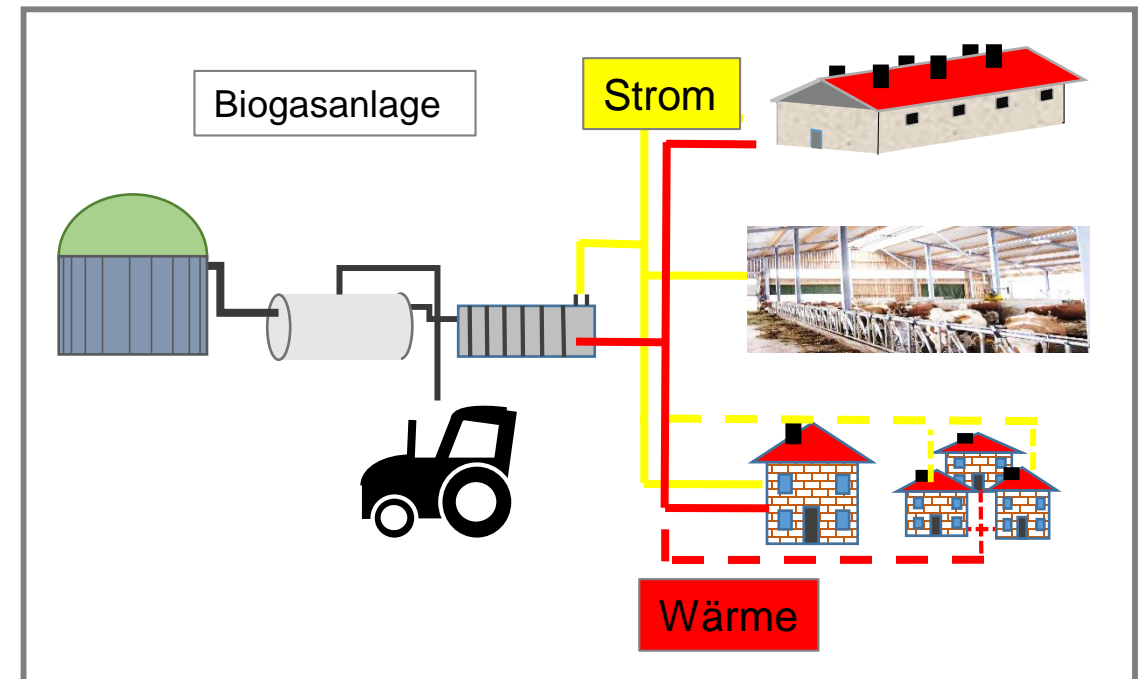


Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



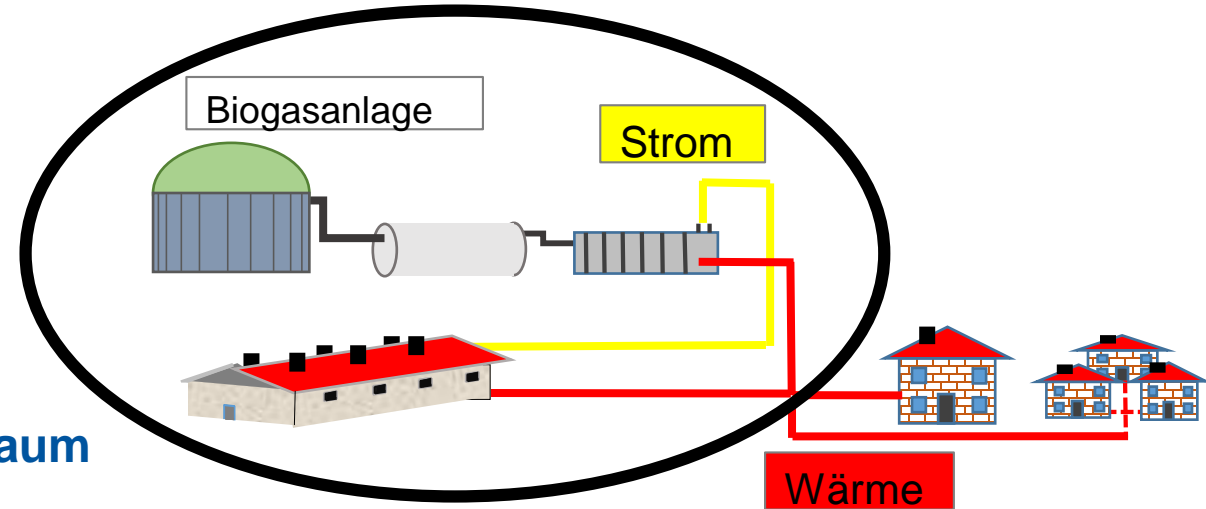
# Was ist Autark/ Eigenversorgung

## \* Autark

- \* „auf niemanden angewiesen“
- \* „wirtschaftlich unabhängig“

## \* Im Stromsektor

- \* Physikalisch vom Netz getrennt, für den Zeitraum von einem Jahr



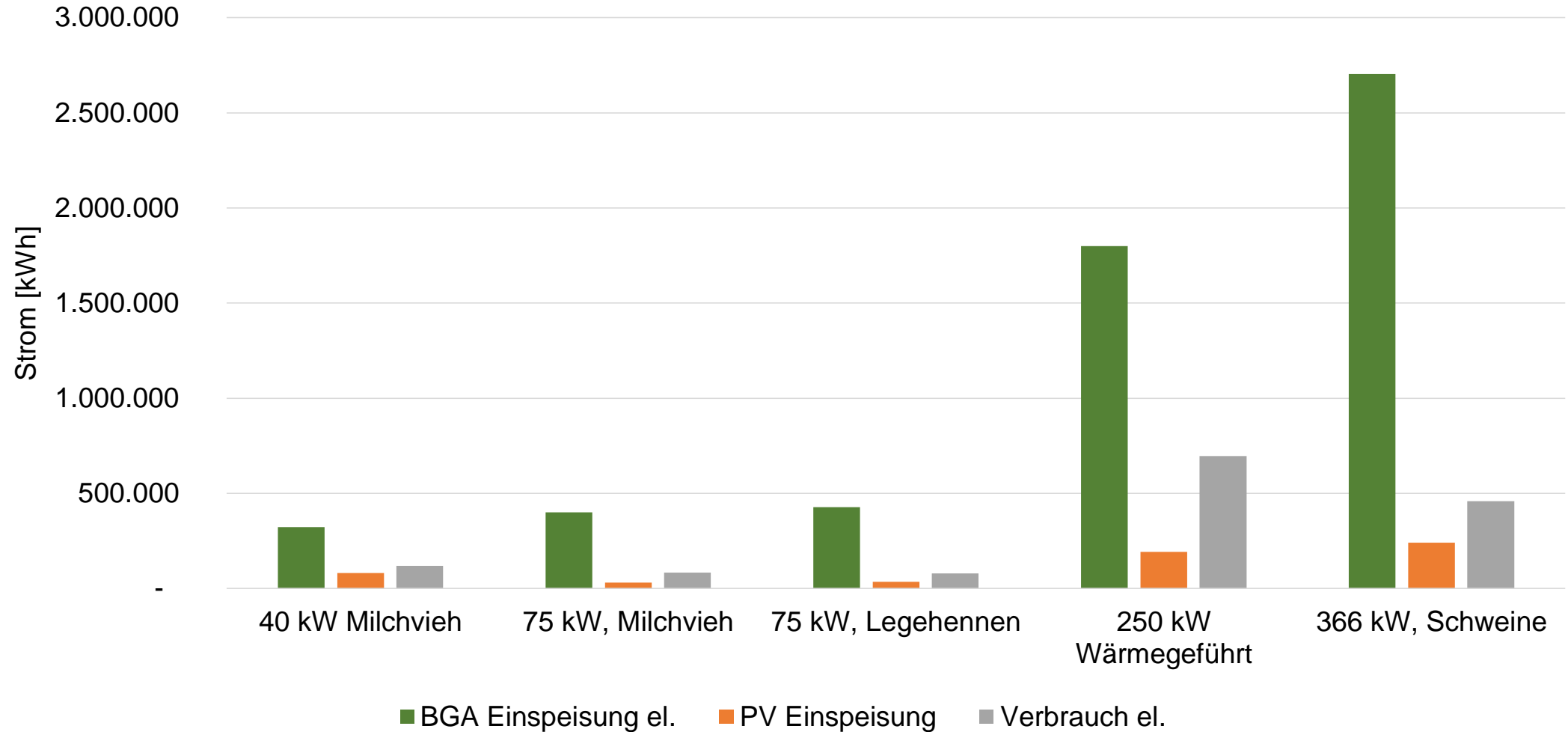
## \* Der Begriff der Eigenversorgung ist im EEG seit dem 1. August 2014 legal definiert. Dort heißt es in § 3 Nr. 19 EEG 2017:

- \* „Im Sinne dieses Gesetzes ist (...),Eigenversorgung‘ der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt,“.

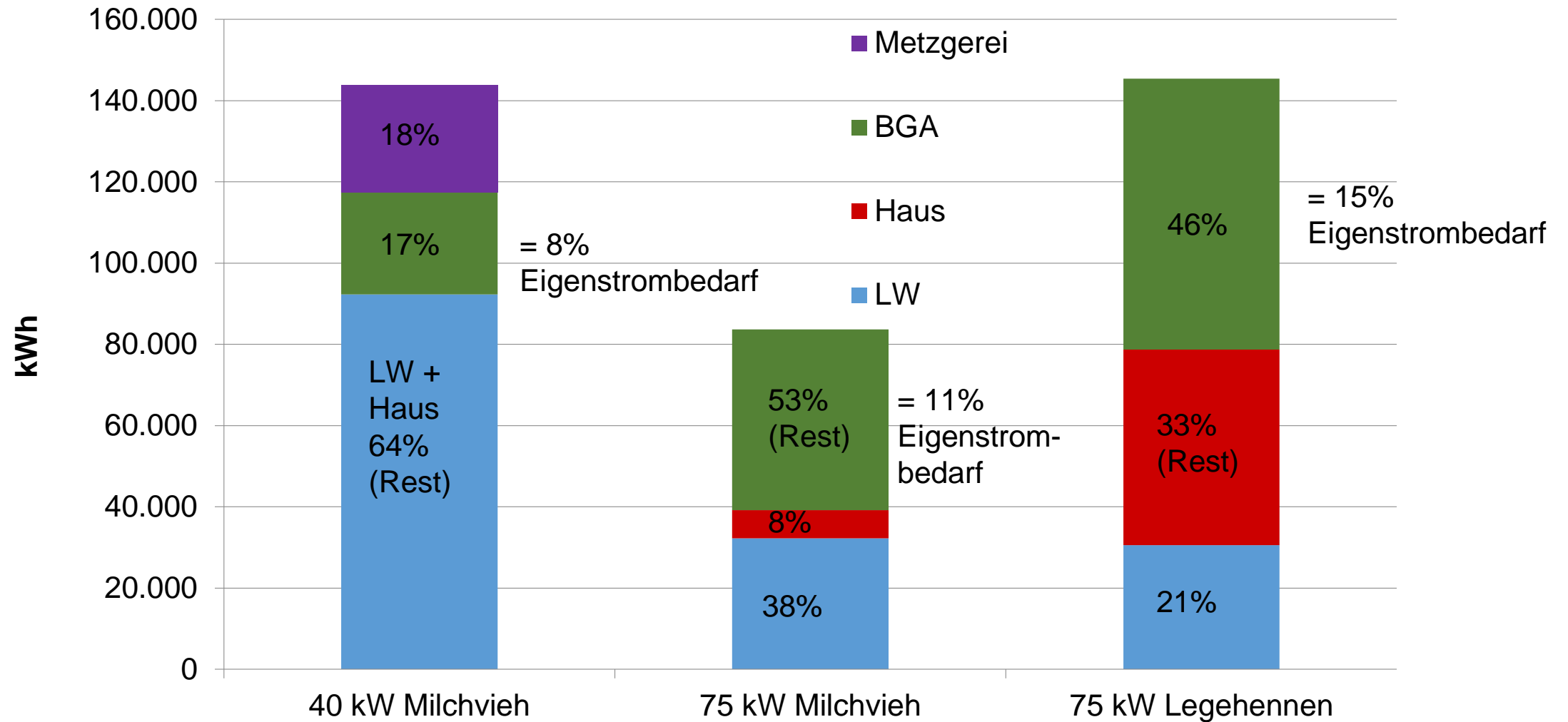


		40 kW Milchvieh	75 kW Milchvieh	75 kW Legehennen	250 kW Wärmegeführt	366 kW Schweine
Vieh		50 GV Milchvieh	110 GV Milchvieh	7500 Legehennen	116,24 GV Divers	1.000 Mastplätze & 300 Zuchtsauen (am BGA-Standort)
Hauptsubstrate	1	Rindergülle	Rindergülle	Grassilage	Grassilage	Rinder- & Schweinegülle
	2	Grassilage	Grassilage	Rindergülle	Rindergülle	Maissilage
	3		Mist	HTK		Mist
Besonderheit		Schlachtereie	Hohe Wärmenutzung, Aussiedlerhof	Hoher Autarkiegrad	Wärmegeführt, "Bioenergiedorf"	Flexibilisiert

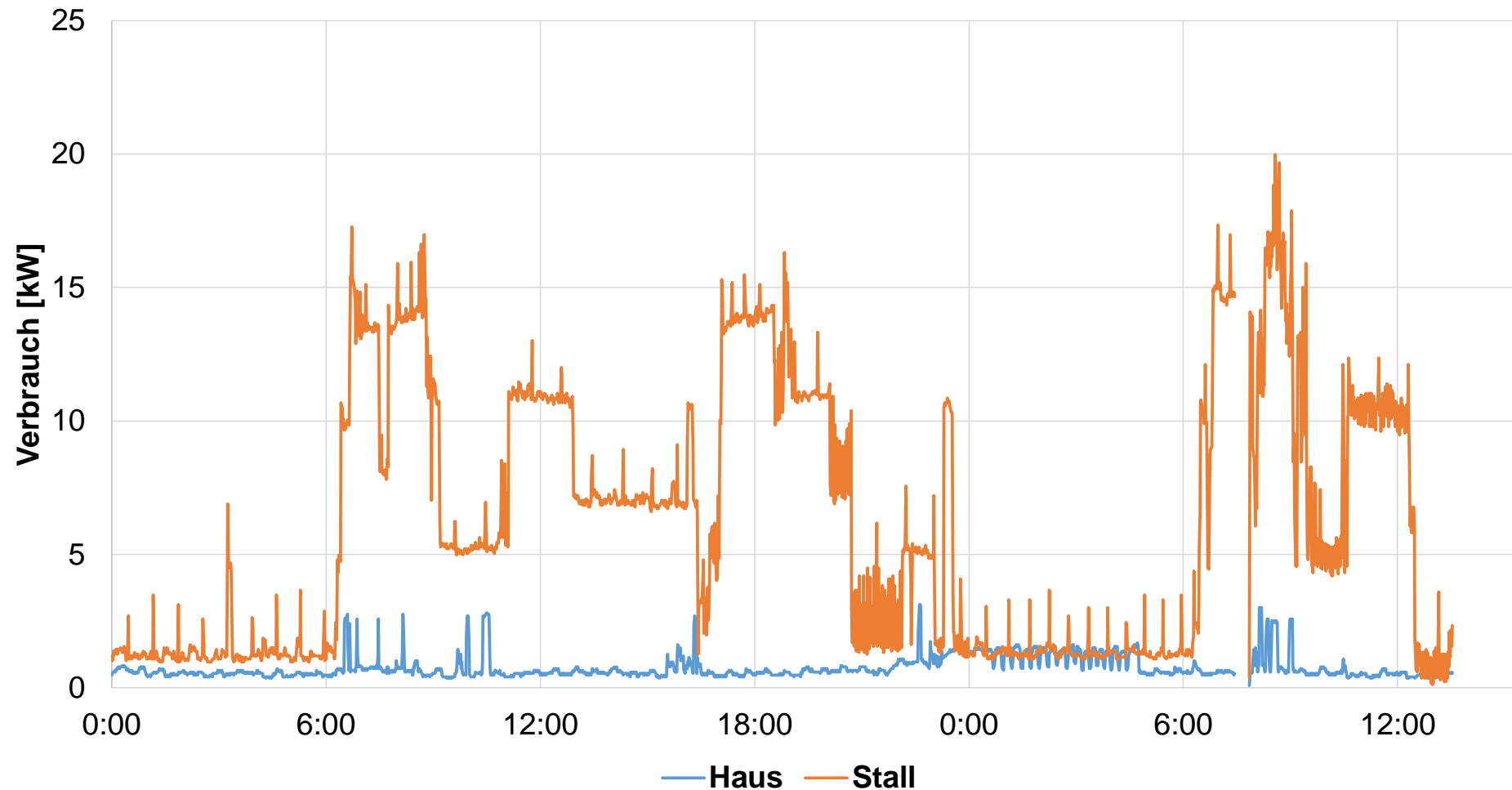
## Stromverbrauch und -produktion der Praxisbetriebe über den Messzeitraum von 1 Jahr [kWh]



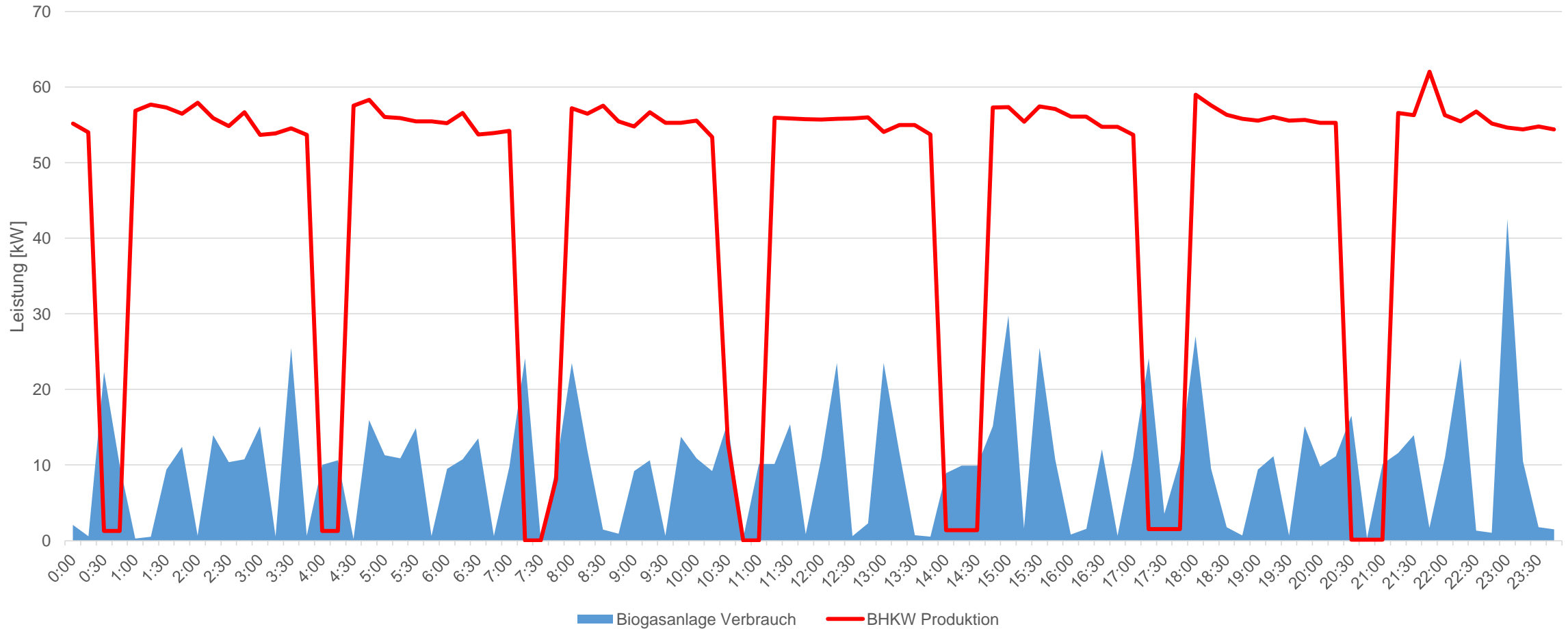
## \* Jahresverbrauch Betriebszweige



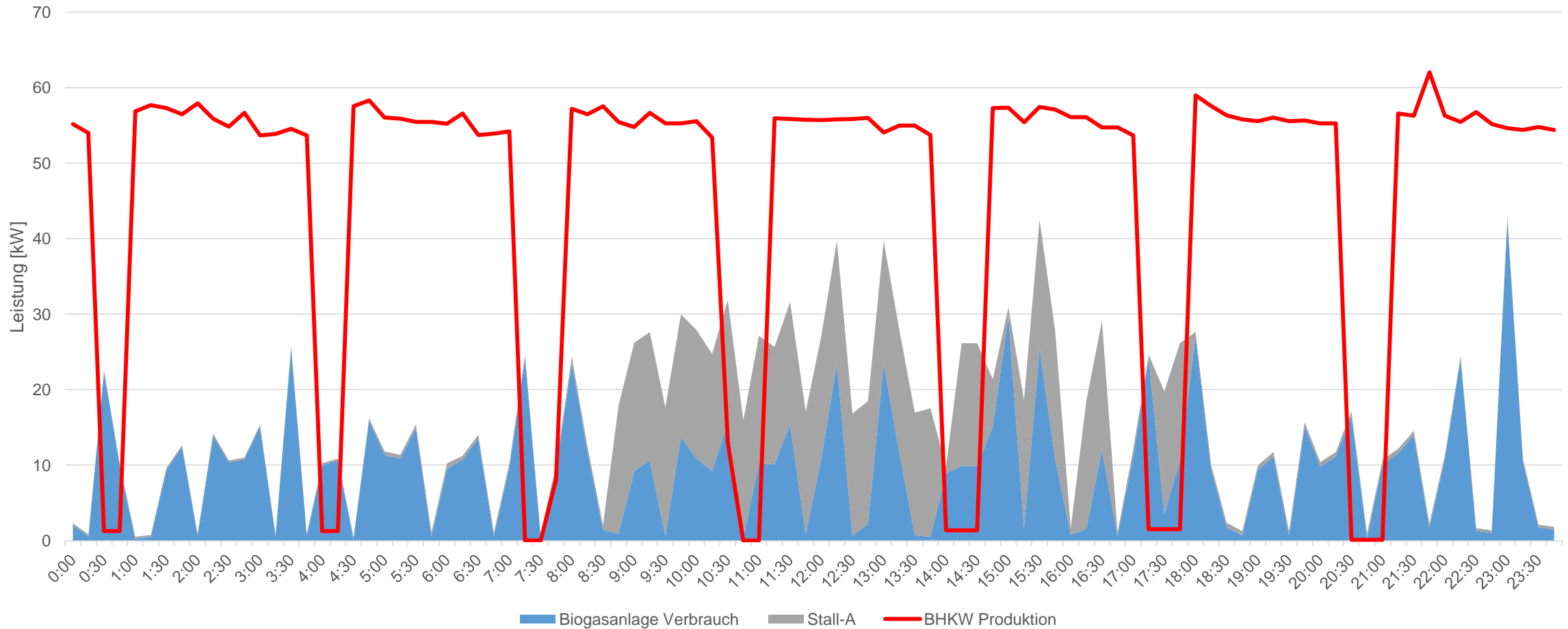
## Tagesverlauf Stromverbrauch Betrieb 75 kW, Milchvieh



## Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen

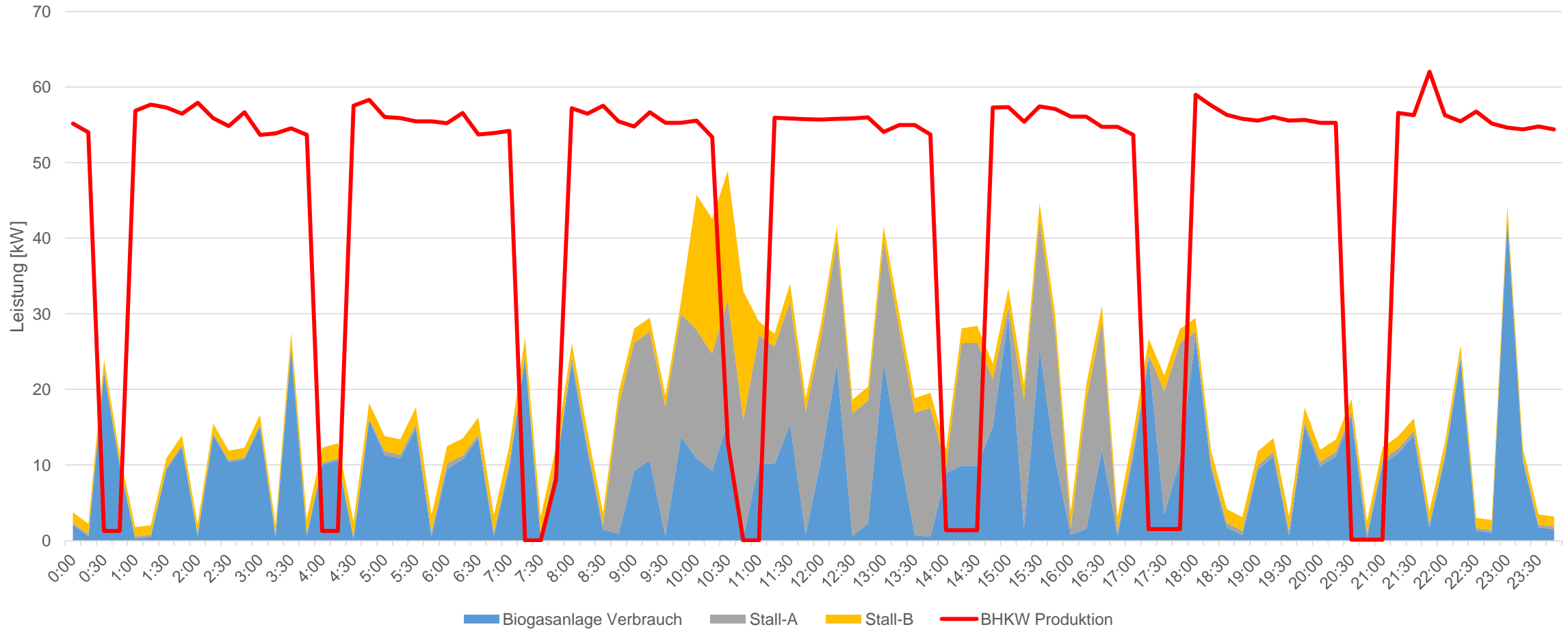


## Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen

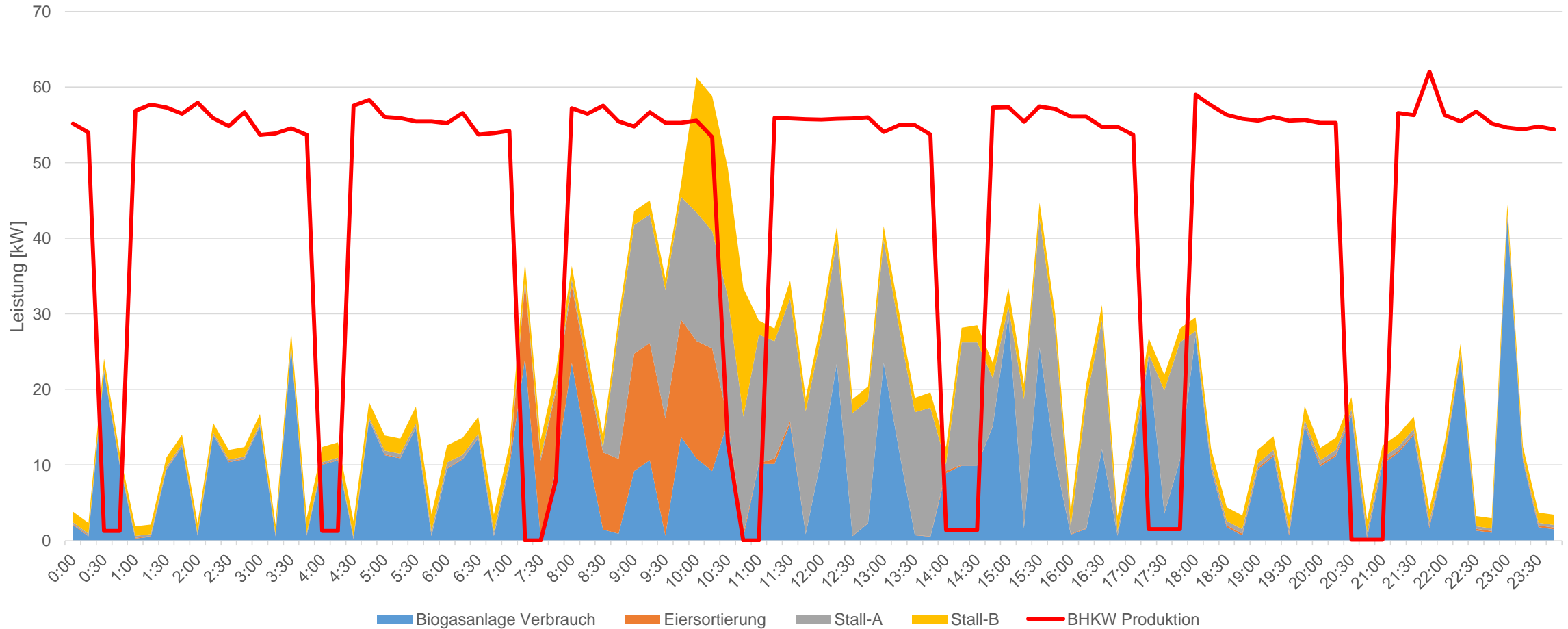




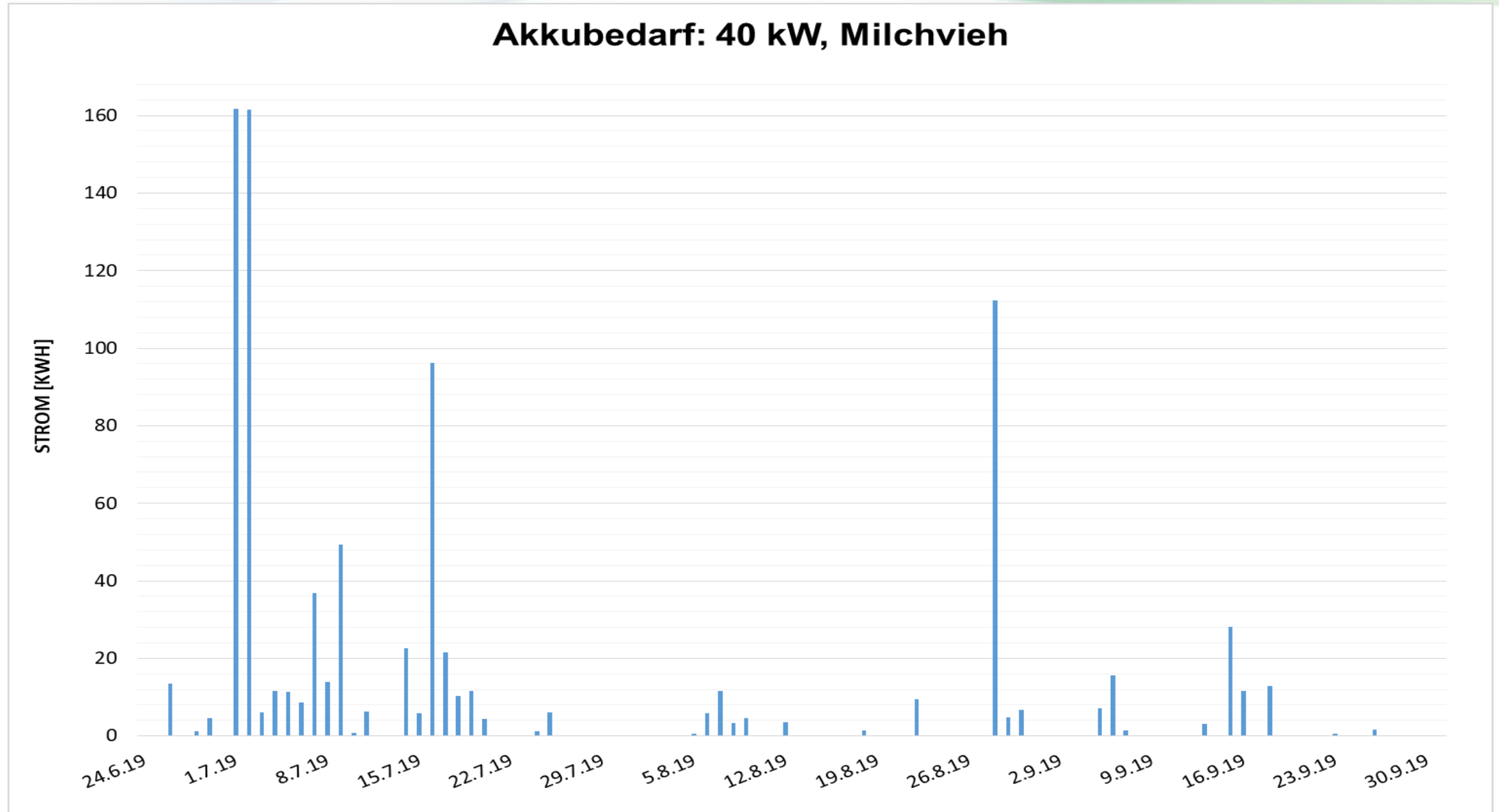
## Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



## Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



## Akkubedarf: 40 kW, Milchvieh



## Kostenansatz für Autarkieberechnung

- \* 3 Szenarien für einen autarken Betrieb
  - \* In die Biogasanlage investieren (Retrofit) für die nächsten 10 Jahre
  - \* Anlage weiter nutzen ohne Reinvestition
  - \* Anlage weiter nutzen mit Berücksichtigung von erhöhten Reparaturkosten
- \* Bei allen Anlagen muss in das BHKW investiert werden
- \* Investitionen in Steuer- und Regeltechnik, Akkus (Investitionsbedarf 800 €/kWh)
- \* Nicht berücksichtigt: Installationskosten, Umbau Stromverteilung, zusätzlicher Arbeits- und Wartungsbedarf, Langzeitwartungen an BGA

<b>Stromproduktionskosten minus Wärmenutzung</b>		<b>40 kW Milchvieh</b>	<b>75 kW, Milchvieh</b>	<b>75 kW, Legehennen</b>
Retrofit	[ct/kWh]	30,3	26,6	25,8
ohne Investition	[ct/kWh]	21,4	20,1	20,1
Erhöhte Reparatur	[ct/kWh]	22,8	21,7	21,5
<b>Strombezugskosten (Netto) [ct/kWh]</b>	[ct/kWh]	<b>21,4</b>	<b>21,8</b>	<b>22,3</b>

Stromproduktionskosten		40 kW Milchvieh	75 kW, Milchvieh	75 kW, Legehennen
		<u>- 1.696,26 €</u>	<u>73,86 €</u>	<u>593,02 €</u>

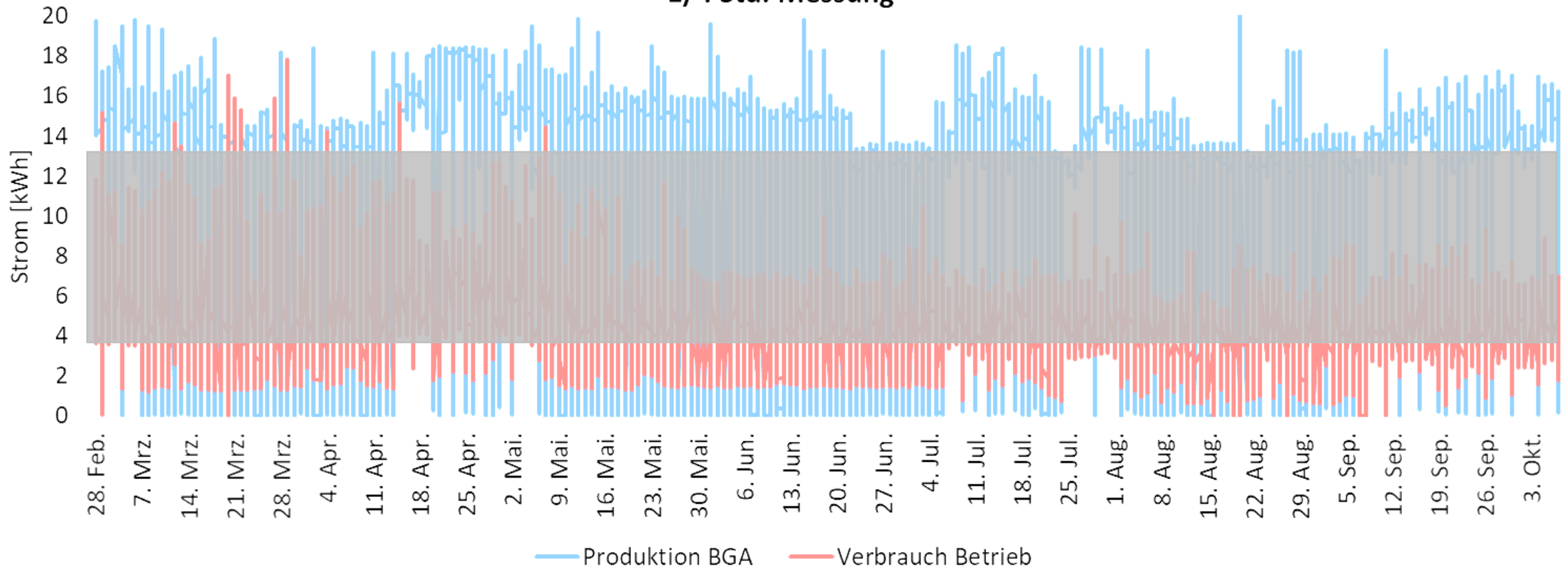
\* Nicht alle Kosten berücksichtigt!

\* Was ist einem Freizeit wert?





Verbrauchs- und Produktionswerte Betrieb 75 kW, Legehennen [kWh]  
1/4 Std. Messung



# Überschusseinspeisung

## 75 kW, Legehennen

- \* Eigenverbrauch
- \* Zwischen 15 – 50 kW die Eigenversorgung abdecken
- \* >90 % Eigenversorgung
- \* Hohe Start-Stop Zahl bzw. power to heat notwendig
- \* Jahresverbrauch von 78.697 kWh

	Produktionskosten	Stromkaufpreis
	0,186 €/kWh	0,213 €/kWh
+ 40 % EEG-Umlage	0,213 €/kWh	
+ 100 % EEG-Umlage	0,254 €/kWh	

	Produktionskosten	Kaufpreis	
ohne EEG-Umlage	15.950,92 €	16.762,46 €	811,54 €
40 % EEG-Umlage	16.793,67 €	16.762,46 €	- 31,21 €
100 % EEG-Umlage	19.985,62 €	16.762,46 €	- 3.223,16 €

# Idealfall

- \* Stromproduzent & Stromverbraucher (BGA, Landwirtschaft, Haushalt) sind juristisch eine Person
- \* Kenntnis der Bezugsstromkosten und der Stromgestehungskosten (BZA)
- \* Energiesparmaßnahmen schon durchgeführt
- \* Hoher, gleichmäßiger Stromverbrauch (z.B. Weiterverarbeitung)
- \* Kenntnis der Stromproduktion und des Lastgangs in hoher zeitlicher Auflösung
- \* Rel. kleine, stabil laufende BGA in technisch gutem Zustand
- \* Kostenlose, unproblematische Substrate (Rindergülle)
- \* Passender Wärmebedarf
- \* Vorhandene Technik (Batterie-, Warmwasserspeicher)
- \* Fachfirma vor Ort
- \* Lust auf ein neues Hobby 😊



- \* **Rechtsfragen noch ein Hindernis**
  - \* Autarkbegriff in Stromversorgung
  - \* Betriebsform
- \* **Folgen kompletter Trennung vom Stromnetz**
  - \* Erhöhte Gefahr von Versorgungslücken
  - \* Mehr Arbeitsaufwand / physische / psychische Belastung durch ständige Bereitschaft
- \* Vorteil durch die Nutzung von **kostengünstigen Substraten** und keine Vorgaben der Substratnutzung durch EEG
- \* **80 % Eigenversorgung** „einfach“ zu erreichen
- \* **Hohe Schwankungen im Verbrauch wie auch in der Produktion** (+Netztrennung) lassen einen autarken Betrieb aktuell nur mit einem hohen Sicherheitsspeicher (Batterie, Notstromaggregat) zu.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Joachim Pertagnol

IZES gGmbH  
Altenkesseler Str. 17, Geb. A1  
D-66115 Saarbrücken

[Pertagnol@izes.de](mailto:Pertagnol@izes.de)