

Zukunftsoptionen für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Biogasanlagen

Referent: Marc Bruck

Vortrag am 24. Oktober 2024 für die
20. Sächsische Biogastagung

Sächsische Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie



Marc Bruck

Partner,
Rechtsanwalt

E-Mail: bruck@paluka.de

Telefon: 0941 58 57 10

Marc Bruck

Partner

Rechtsanwalt

Referat Erneuerbare Energien

- Beratung zur optimalen Anlagengestaltung von EEG-Anlagen, zum **Anlagenbegriff** und zur **Vergütungsoptimierung im Energierecht**
- **EEG-Vergütungsberechnungen** sowie –überprüfungen (PV-Anlagen, Biogasanlagen, etc.)
- **Vertragsgestaltung und –prüfung** von Pacht-, Wärme-, Strom-, Direktvermarktungs-, Substrat-, Gülle-, Rohgas- und Biomethanlieferverträgen
- **Prüfung von Wärme- und Stromkonzepten,**
- **Prüfung von Messkonzepten**
- Fragen zum **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)**
- Fragen zur Einspeisung von Biomethan **in das Erdgasnetz**
- **Ausschreibungsverfahren nach EEG**
- **Prüfung Marktstammdatenregister**
- **Austausch mit Netzbetreibern / Direktvermarktern zur Projektumsetzung**



Marc Bruck
Partner, Rechtsanwalt



Zentrale Frage für fast alle Anlagenbetreiber:

Wo liegt die Zukunft für meine Biogasanlage???

Zukunftsfaktoren und Zukunftskonzepte für Biogas

**Wärme-
verkauf**

**Einsatzstoffe
/ Pacht
optimieren**

**Hochflexible
Fahrweise**

**Biomethan-
aufbereitung**

**Effizienz
steigern**

**Eigenstrom
nutzen**

**„Neue“
Gülleklein-
anlage?**

**„Gesund
schrumpfen“**

**Gemeinsame
Planung mit
BGA-Kollegen**

**Fahrweise
optimieren**

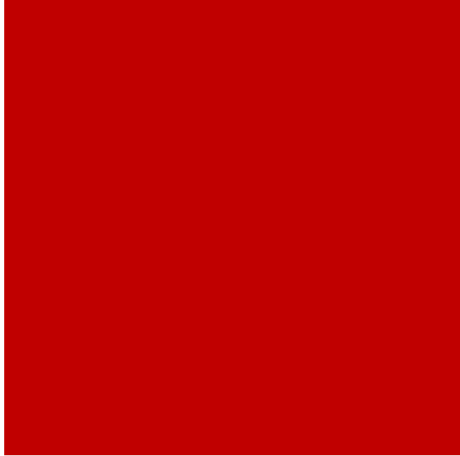
In den allermeisten Fällen

- Lassen sich viele Optimierungsmöglichkeiten miteinander kombinieren
- Im Einzelfall muss der Anlagenbetreiber also stets alle Varianten prüfen!!!



Themen:

- 1. Gesetzesvorschläge: Flexibilisierung**
- 2. Anschlussschreibung**
- 3. Erneuerbare-Energien-Verordnung – Anschlussförderung**
- 4. Neuanlagenstatus**
- 5. Wärmeoptimierung (bestehende und neue Wärmesenken)**
- 6. Biogasaufbereitungsanlagen / Biomethan / Gasnetzzugang**



1. Diskutierte Ideen des Gesetzgebers

Status quo

- Kaum Errichtung von neuen Biogasanlagen → wenige Güllekleinanlagen, wenige Biomethananlagen
- „Hauptproblem“ der Branche: Zukunftsperspektive für bestehende Biogasanlagen
- Wo will der Gesetzgeber die Biogasbranche hinentwickeln???

Diskutierte Ideen des Gesetzgebers

- Angekündigte Herbstnovellierung für Biogas
- Biogasanlagen an Wärmenetzen sollen bei der Ausschreibung Vorteile erhalten.
- Hochflexible Anlagen sollen besser vergütet werden → diskutiert: 120 Euro Flexzuschlag, dafür aber nur noch 25 % der installierten Leistung als Höchstbemessungsleistung
- Keine Vergütung mehr bei negativen Strombörsenpreisen

Positiv für hochflexible Anlagen

- Beispiel: BGA mit 3,2 MW und Ausschreibungszuschlag bei 18 ct/kWh, Anlage produziert im Jahresmittel 500 kW

→ Bisherige Regelung:

- Hbem: 1,44 MW (45%)
- EEG-Vergütung: $500 \text{ kW} \times 8760 \text{ h} \times 0,18 \text{ Euro} = 788.400 \text{ Euro}$
- Flexzuschlag bisher: $65 \text{ Euro} \times 3200 \text{ kW} = \text{max. } 208.000 \text{ Euro}$
- Im Schnitt: **22,74 ct/kWh**

→ Falls das umgesetzt wird:

- EEG-Vergütung: 788.400 Euro
- Flexzuschlag neu: $120 \text{ Euro} \times 3200 \text{ kW} = \text{max. } 384.000 \text{ Euro}$
- Im Schnitt: $1.172.400 \text{ Euro} / (500 \text{ kW} \times 8760 \text{ h}) = \mathbf{26,77 \text{ ct/kWh}}$

Aber: ein Drama für so manche andere Anlage

- BGA mit $2 \times 380 \text{ kW} = 720 \text{ kW}$ Leistung, Zuschlag bei 18 ct/kWh, Wärmeverkauf im Winter mit 1,5 mio kWh th.
- Bisherige Regelung:
 - $H_{\text{bem}} = 324 \text{ kW}$ → hier kann die Wärme im Winter locker abgefahren werden
- Wenn das kommt: $H_{\text{bem}} = 180 \text{ kW}$ → wird im Winter für die Wärme benötigt → soll die Anlage dann im Sommer „runterfahren“???
- Folgeprobleme: Geringe Grundlast im Sommer – können meine BHKW / Pufferspeicher auf geringem Niveau fahren.



2. Ausschreibungsvergütung

EEG-Ausschreibungsvergütung als BASIS = doppelter Boden nach unten!!

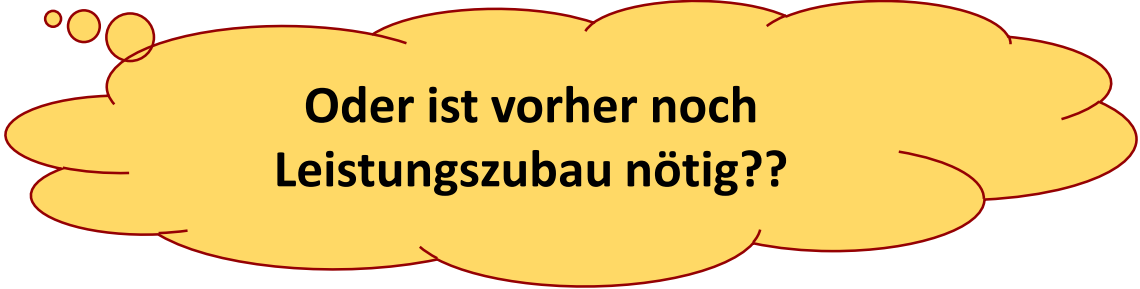


Vorfrage:

Habe ich überhaupt eine ausreichende Leistung für eine zukunftsfähige Biogasanlage??

Vorfrage:

- Reicht meine vorhandene Leistung denn aus?
 - Hintergrund: „**Doppeltes Überbauen**“
- Ausschreibungsteilnehmer ab/seit EEG 2021 dürfen nicht mehr 50 %, **erhalten für nur noch 45 % der installierten Leistung EEG-Vergütung!**
- Wer bisher also nur 526 kW installiert hat, „darf“ in der Folgevergütung nur noch 236 kW produzieren!!!
- Kritisch prüfen, ob das wirtschaftlich ist!!!



Oder ist vorher noch Leistungszubau nötig??

Beispielfall

Beispiel
OHNE FLEX

BGA mit IB 2007 hat nur 1 BHKW mit 526 kW installiert, HBem = 475 kW.
Wärmeverkauf ca. 650.000 kWh a 3 ct/kWh (19.500 Euro/Jahr), EEG-Vergütung im Schnitt 21 ct/kWh.

Umsatz ohne Wärmeverkauf bisher ca. 874.000 Euro.

Vollkosten: 17 ct/kWh

→ Kann hier die Ausschreibung „lohnen“?

Ausschreibungsvergütung

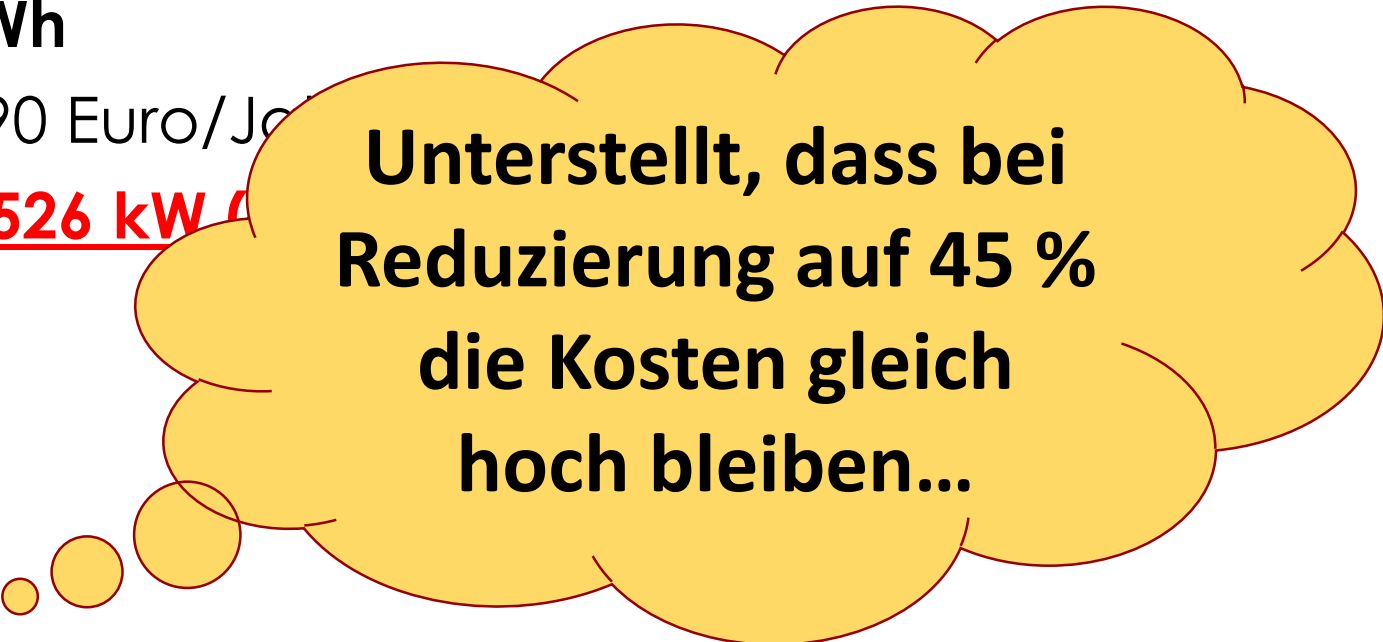
- Zuschlag in 2024 bei: **18,48 ct/kWh**
- Evtl. Flexzuschlag: maximal 34.190 Euro/Jahr
- Zulässige Produktion = 45 % aus **526 kW (= 236 kW!)** = ca. 382.000 Euro
- Wärmeerlöse 19.500 Euro

- GESAMT: ca. 435.000 Euro

- Bisherige Vollkosten 17 ct/kWh = ca. 351.000 Euro
- Überschuss: **84.000** Euro

Ausschreibungsvergütung

- Zuschlag in 2024 bei: **18,48 ct/kWh**
- Evtl. Flexzuschlag: maximal 34.190 Euro/Jahr
- Zulässige Produktion = 45 % aus **526 kW**
- Wärmeerlöse 19.500 Euro
- GESAMT: **ca. 435.000** Euro
- Bisherige Vollkosten 17 ct/kWh = ca. 351.000 Euro
- Überschuss: **84.000** Euro



Unterstellt, dass bei Reduzierung auf 45 % die Kosten gleich hoch bleiben...

Ausschreibungsvergütung

- Zuschlag in 2024 bei: **18,48 ct/kWh**
- Evtl. Flexzuschlag: maximal 34.190 Euro/Jahr
- Zulässige Produktion = 45 % aus **526 kW**
- Wärmeerlöse 19.500 Euro
- GESAMT: **ca. 435.000** Euro
- Bisherige Vollkosten 17 ct/kWh = ca. 350.000 Euro
- Überschuss: **84.000** Euro

Unterstellt, dass bei Reduzierung auf 45 % die Kosten gleich hoch bleiben...

**Steigen die Kosten „NUR“ um 20 %
→ noch 14.000 Euro Überschuss...**

Alternative:

- Restlaufzeit bis Ende 2027 → in 2024 wird noch flexibilisiert:
- Mit nochmals **526 kW** → Flexprämie ab 2025 für 3 Jahre = $68.380 \times 3 = 205.000$ Euro plus „höherer“ Flexzuschlag später für 10 Jahre = ca. 315.600 Euro
→ GESAMT: ca. 520.000 Euro zur Refinanzierung BHKW, Netzanschluss etc.
- Mit **901 kW** → Flexprämie ab 2025 für 3 Jahre = $92.755 \times 3 = 278.000$ Euro plus „höherer“ Flexzuschlag später für 10 Jahre = ca. 540.000 Euro
→ GESAMT: ca. 820.000 Euro zur Refinanzierung BHKW, Netzanschluss etc.
- Mit nochmals **1.500 kW** → Flexprämie ab 2025 für 3 Jahre = $131.690 \times 3 = 395.000$ Euro plus „höherer“ Flexzuschlag später für 10 Jahre = ca. 900.000 Euro
→ GESAMT: ca. 1,3 mio Euro zur Refinanzierung BHKW, Netzanschluss etc.

Beispielfall

Beispiel
OHNE FLEX

BGA mit IB 2007 hat nur 1 2 BHKW mit je 526 kW installiert, HBem = 475 kW.
Wärmeverkauf ca. 650.000 kWh a 3 ct/kWh (19.500 Euro/Jahr), EEG-Vergütung
im Schnitt 21 ct/kWh.

Umsatz ohne Wärmeverkauf bisher ca. 874.000 Euro.

Vollkosten: 17 ct/kWh

→ Kann hier die Ausschreibung „lohnen“?

Ausschreibungsvergütung

Beispiel
OHNE FLEX

- Zuschlag in 2024 bei: **18,48 ct/kWh**
- Evtl. Flexzuschlag: maximal ~~34.190~~ **68.380** Euro/Jahr
- Zulässige Produktion = 45 % aus ~~526 kW (=236 kW!)~~ **1052 kW (473 kW)** = ca. ~~382.000~~ **765.000** Euro
- Wärmeerlöse 19.500 Euro
- GESAMT: ca. ~~446.000~~ **852.000** Euro
- Bisherige Vollkosten 17 ct/kWh = ca. 704.000 Euro
- Überschuss: **84.000** **148.000** Euro

Kann ich nach dem Zuschlag meine Leistung ändern?

- Beispiel: **Zuschlag** für BGA mit Gebotswert **500 kW**, kann ich dann
 - **mehr installieren**, zB. 850 kW (mehr Flexzuschlag, mehr „doppelter Überbau“)?
 - **nochmals** mit weiteren zB. 350 kW **an einer Ausschreibung teilnehmen**, um auf diese Weise meine Leistung zu erhöhen?
 - **Teilweise Gegen Ausnahme nach § 100 Abs. 18 EEG 2023 für Ausschreibungen 2024 u 2025- Abgabe von Zusatzgeboten**



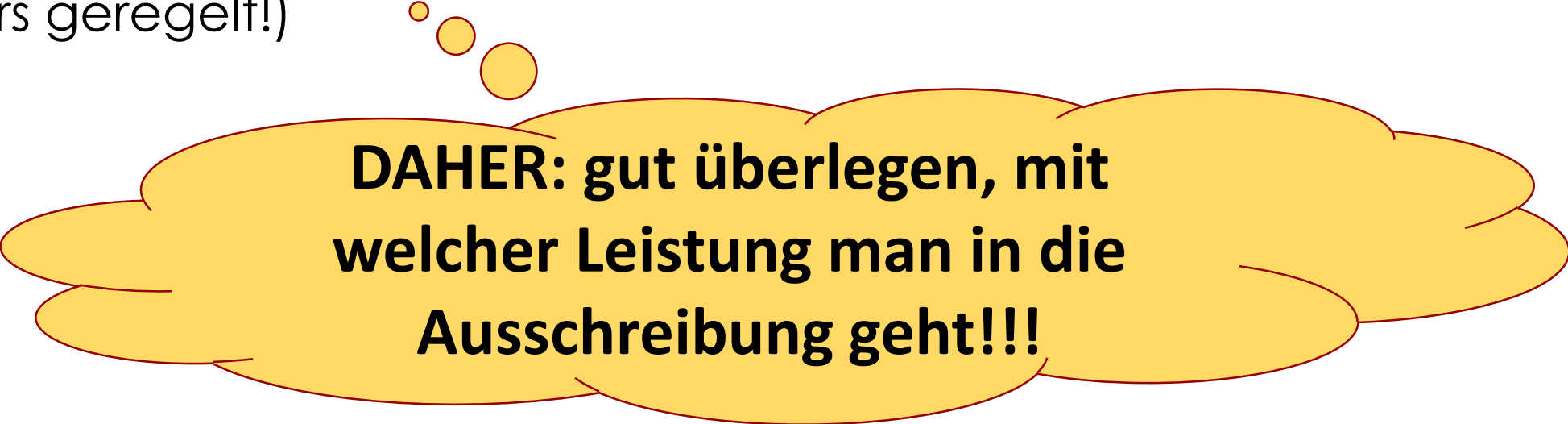
**Eindeutige Antwort:
NEIN**

Genau überlegen:

Letztlich hat jeder, der für eine Biogasanlage, einen Satellit oder ein Biomethan-BHKW ein Gebot abgibt,

→ nur einen Schuss. Sitzt der, bindet dies die Anlage für weitere 10 Jahre!

(Ergibt sich klar aus dem EEG, weil nur bei Windenergie ist es ausdrücklich anders geregelt!)



**DAHER: gut überlegen, mit
welcher Leistung man in die
Ausschreibung geht!!!**

Umgekehrt:

- Ist meine Leistung nicht zu hoch?

→ Stichwort: Flexzuschlag!

Neuregelung des Flexzuschlags

- Frühere Regelung:
 - Flexzuschlag 40 Euro/kW und Jahr
 - Anforderungen: KEINE
- Neuregelung **ab Ausschreibung September 2021** (von EU abgeseget!)
 - Bei **Neu**anlagen: **65 Euro je kW** installierter Leitung und Jahr
 - Bei **Bestands**anlagen: **50 Euro/kW** und Jahr für den Leistungsanteil, der bereits Flexprämie erhalten hat, **65 Euro/kW** und Jahr für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil

ABER: Zusatzanforderungen

Die Auszahlung der Flexprämie hängt von der Erfüllung weiterer Voraussetzungen ab:

Den Flexzuschlag gibt's NUR in den Kalenderjahren, in denen

- **mindestens 85 % der installierten Leistung**
- **an mindestens 4.000 Viertelstunden**
- erzeugt wurde.

→ Keine Vorgaben, wann diese Viertelstunden (also: täglich oder am Stück möglich)

→ Wichtig: erzeugt → Eigenstrom ist dabei, ABER: der muss dann dieser Viertelstunde zuordenbar sein → Viertelstundenmessung!!!

Praxisfrage:

- **Können alle BHKW, die ich in die Folgeausschreibung bringe, dauerhaft diese Leistung fahren??**
 - Beispiel: BGA mit 2 Gasmotoren (526 und 380 kW) und altem Zündstrahler (265 kW), der allerdings maximal 300 Stunden im Jahr schafft.
- Problem: installiert = 1171 kW → mindestens 1000 Stunden müssen mindestens 85 % = 996 kW laufen
- Die beiden Gasmotoren schaffen aber nur maximal 906...
- Der Zündstrahler verhindert also die Geltendmachung des Flexzuschlages = ca. 76.000 Euro Mindereinnahmen/Jahr

Überlegen: 265 kW außer Betrieb nehmen...

Anders:

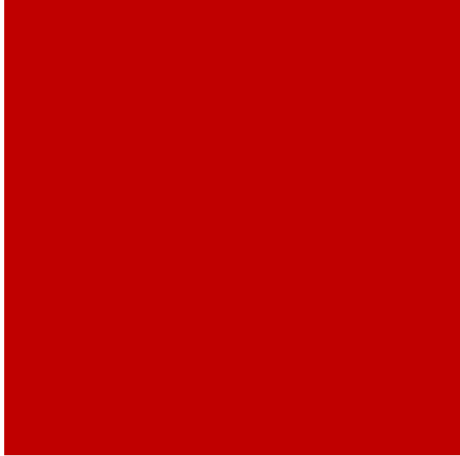
- Beispiel: BGA mit 3 Gasmotoren (526, 526 und 380 kW) und altem Zündstrahler (265 kW), der allerdings maximal 300 Stunden im Jahr schafft.
- Problem: installiert = 1697 kW → mindestens 1000 Stunden müssen mindestens 85 % = 1443 kW laufen
- Die drei Gasmotoren schaffen aber nur maximal 1432
- Der Zündstrahler verhindert also die Geltendmachung des Flexzuschlages = ca. 110.000 Euro Mindereinnahmen/Jahr

**Überlegen: 265 kW auf 250 kW
drosseln → dann reicht es!!**

Zwischen fazit

Bevor man an der Ausschreibung teilnimmt, muss das Gesamtkonzept erarbeitet werden.

Hieraus ergeben sich grundlegende Anforderungen an die BHKW, mit denen man in die Zukunft gehen will.



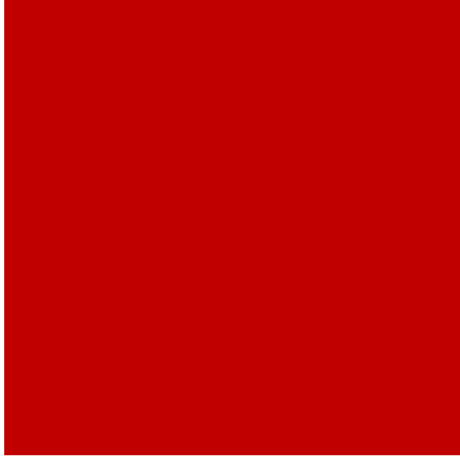
3. Erneuerbare-Energien-Verordnung

Verlängerter Zahlungsanspruch ohne Ausschreibung

- Sehr strenge Voraussetzungen
- Geringe Erlöse
- Nur für kleinere Anlagen
- Meldepflichten

Verlängerter Zahlungsanspruch ohne Ausschreibung

- Anlage darf am 31. März 2021 max. 150 kW installierte Leistung gehabt haben
- 3 Monate vor Ende des Zahlungsanspruchs Mitteilung an Netzbetreiber
- Strom muss an der Erzeugungsanlage produziert werden
- 80 Masseprozent Gülle müssen eingehalten werden
- 15,5 Cent/kWh → 0 bis 75 kW
- 7,5 Cent/kWh → 75 kW bis 150 kW
- Degression 0,5 % pro Jahr ab 2022



4. Neuanlagenstatus

Komplett neue Anlage

- Schon immer möglich:
 - alte Biogasanlage stilllegen
 - EEG-Förderanspruch endet

 - komplett neue Biogasanlage bauen
 - Rechtsfolge neuer Förderanspruch für 20 Jahre

Muss alles neu sein?

- Grundsatz:

- Ja, neue Anlage dann, wenn alle Anlagenteile neu errichtet werden.
- *„...der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme...“*
- Werden also nur Anlagenteile getauscht, bleibt es beim alten Inbetriebnahmejahr

Muss alles neu sein?

- Praxis: nein!

- Es muss für eine neue Biogasanlage nicht alles neu sein.
- Wenn der Austausch so wesentlich, dass das neue Betriebskonzept und die neuen Investitionen in den Anlagenbetrieb außer Verhältnis zum Wert des Altbestands stehen, kann man von einer neuen Inbetriebnahme ausgehen.
- Problem: Wo ist die Grenze

Wesentliche Anlagenteile und Investitionshöhe

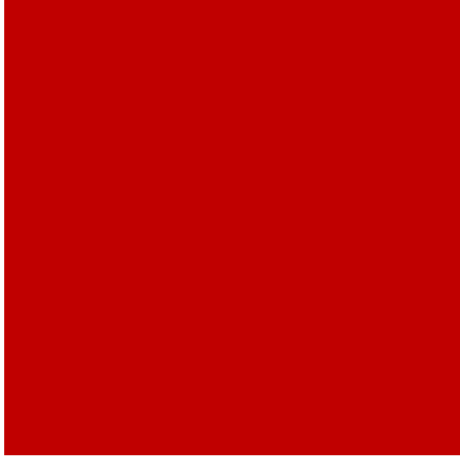
- Wesentliche Anlagenteile, zur Gas- und Stromerzeugung müssen völlig neu sein. Neu:
 - Primär-Fermenter
 - BHKW
 - Steuerung
 - Anlagenteile, die essentiell für Gas- / Stromerzeugung sind.
- Investitionen müssen deutlich über dem Restwert der Anlage liegen
- Neues Betriebskonzept
- Keine starren Grenze – im Einzelfall rechtlich klären

Immer mit Netzbetreiber abstimmen

- Immer eine Frage des Einzelfalls
- Bsp. aus der Praxis
 - Neuer Fermenter, neue BHKW, aber altes Endlager, alter Fermenter wird Nachgärer
 - Behälter bestehen nur aus Beton-Verschaltungen, sollen für Neuanlage mit neuer Folie, Gashaube, neues BHKW, weitergenutzt werden
 - Restwert der Anlage um ein Vielfaches geringer als Neuinvest
- Rechtlich Begutachten lassen und mit Netzbetreiber abstimmen
- Im Zweifel Clearingstelle EEG | KWKG



Wenn die Basis gelegt ist... Was sind die
Zukunftsoptionen für Biogasanlagen?



5. Wärmeverkauf als Zukunftsoption

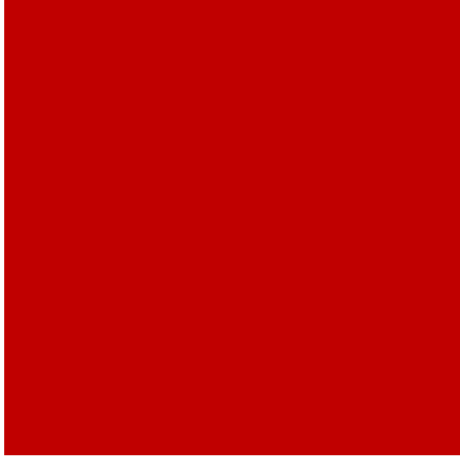
Wärmeverkauf als Zukunftsoption



**Bisherige
Wärmenutzung
optimieren**



**Neue Wärmesenke
erschließen**



a) Bestandsanlage mit Wärmeverkauf

Optimierung über Wärmepreis

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je 3 ct/kWh netto


- BASIS EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 749.000 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.800$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro

- IST: Zusatzerlös Wärmeverkauf: 28.500 Euro

- Durchschnittserlös pro kWh: $20,3 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: 131.500 Euro

Bestandsanlage mit Wärmesenke


- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je 3 ct/kWh netto
- BASIS EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 749.000 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.800$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro
- IST: Zusatzerlös Wärmeverkauf: 28.500 Euro
- Durchschnittserlös pro kWh: $20,3 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: 131.500 Euro



**Preis
optimieren:
Steigerung auf
10 ct/kWh**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je $\text{€ } 10 \text{ ct/kWh}$ netto
- BASIS EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 749.000 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.800$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro
- IST: Zusatzerlös Wärmeverkauf: ~~28.500~~ **95.000** Euro
- Durchschnittserlös pro kWh: ~~$20,3$~~ **$21,90$** ct/kWh
- Gewinn: ~~131.500~~ **197.600** Euro



**Preis
optimieren:
Steigerung auf
10 ct/kWh**

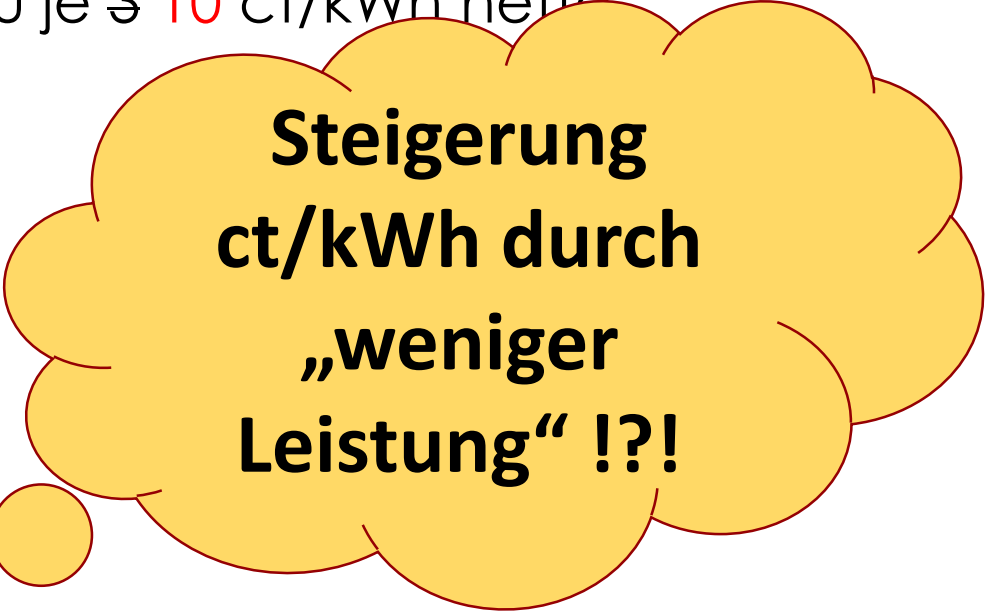


b) Bestandsanlage mit Wärmeverkauf

**Optimierung über Fahrweise und
Kosteneinsparung**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

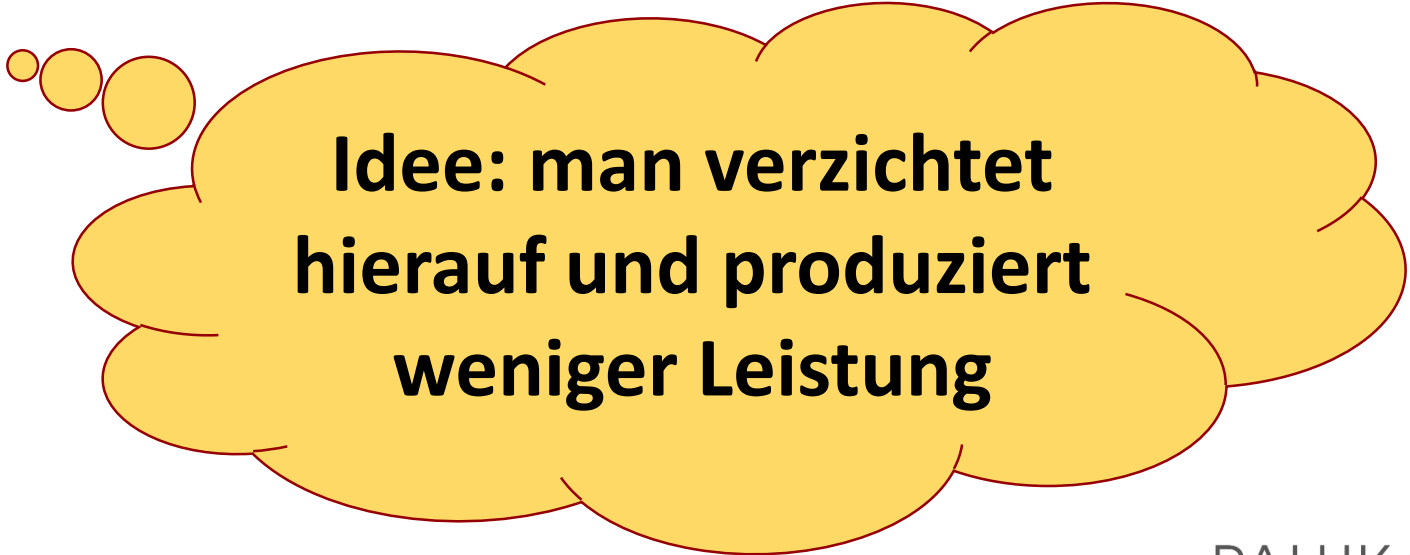
- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je $\approx 10 \text{ ct/kWh}$ netto
- BASIS EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 749.000 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.800$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro
- IST: Zusatzerlös Wärmeverkauf: ~~28.500~~ 95.000 Euro
- Durchschnittserlös pro kWh: ~~$20,3$~~ $21,90 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: ~~131.500~~ 197.600 Euro



**Steigerung
ct/kWh durch
„weniger
Leistung“ !?!**

Einsparung der „teuersten“ Pachtflächen /Einsatzstoffe

- Wann greift diese Möglichkeit?
 - Wenn die „letzten“ 100 kW nicht anteilig 21%, sondern überproportionale 28 % der Kosten ausmachen
 - Wenn z.B. 20 % der Einsatzstoffe nicht 20 % der Einsatzstoffkosten, sondern 30 % ausmachen



**Idee: man verzichtet
hierauf und produziert
weniger Leistung**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je $\text{€ } 10 \text{ ct/kWh}$ netto

→ Produktion von 100 kW weniger → statt 470 kW nur 370 kW

→ Beispiel: dadurch können die Kosten von $17,1$ auf $16,4 \text{ ct/kWh}$ gesenkt werden

→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung 370 kW, Wärmehaushaltsanlage mit 18,2 ct/kWh, Flexzuschlag 2,9 ct/kWh, Wärmepreis ca. 16,4 ct/kWh, Nettogehalt 470 k€

Vorher waren es

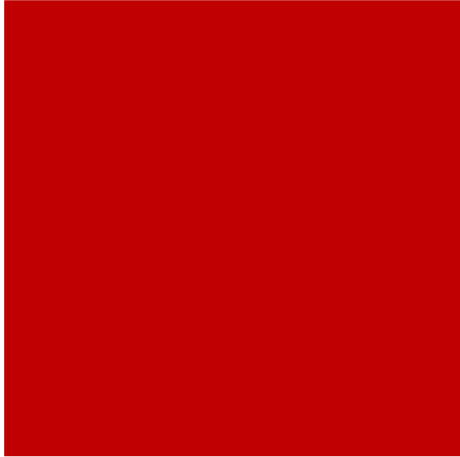
- Durchschnittserlös pro kWh: ~~20,3~~ **21,90** ct/kWh
- Gewinn: ~~131.500~~ **197.600** Euro

- Beispiel: Wärmepreis ca. 16,4 ct/kWh gesenkt werden

→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**



c) Bestandsanlage mit Wärmeverkauf

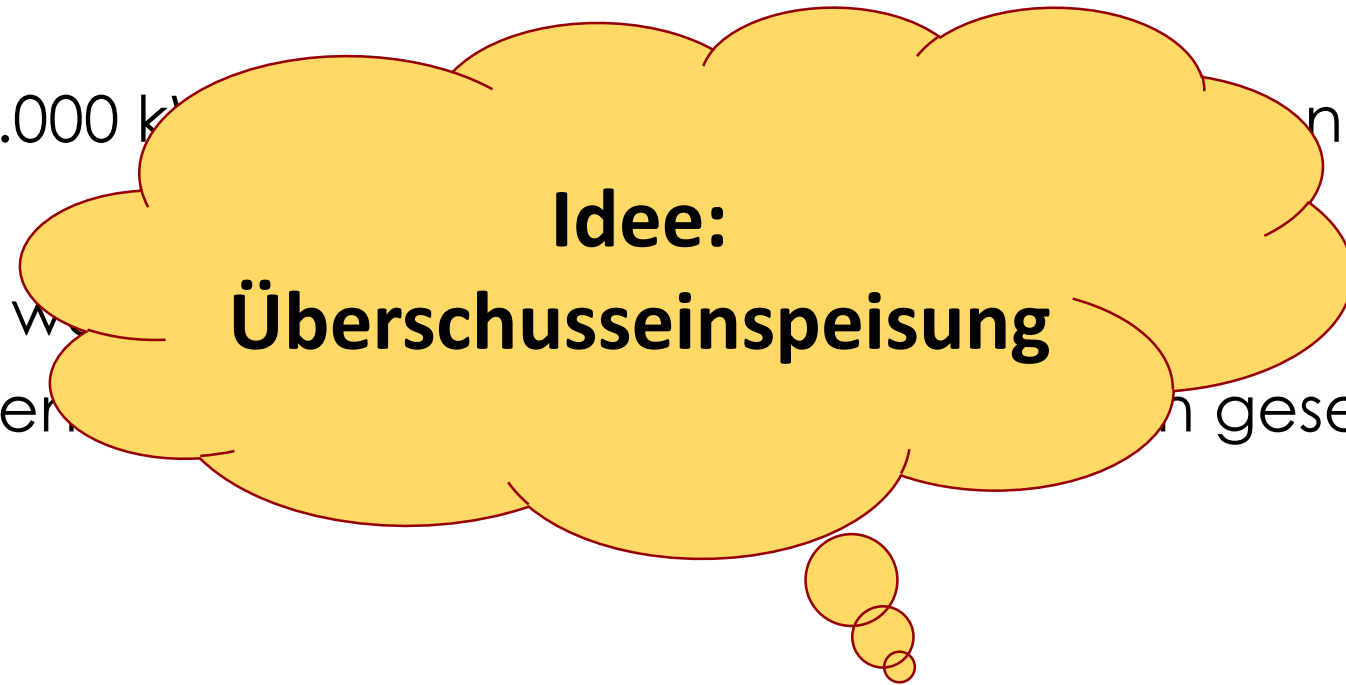
Optimierung über Eigenstromnutzung

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh netto

→ Produktion von 100 kW w

→ Beispiel: dadurch können
werden



→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**

Beispiel

- Die Anlage mitsamt landwirtschaftlichem Betrieb haben einen Strombedarf von ca. 55 kW im Jahresschnitt = ca. 480.000 kWh
- Der Strombezugspreis liegt aktuell bei 32 ct/kWh (Beispielsfall!!)
- Idee: Umstellung auf Überschusseinspeisung und (fast) gesamten Eigenbedarf über BGA sicherstellen

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th.}$) zu je $\approx 10 \text{ ct/kWh}$ netto

→ Produktion von 100 kW weniger → statt 470 kW nur 370 kW

→ Beispiel: dadurch können die Kosten von $17,1$ auf $16,4 \text{ ct/kWh}$ gesenkt werden

→ ERGEBNIS:

→ ~~370~~ **315** $\text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flex} + \text{Wärmeerlöse} = \del{742.698} **655.000** Euro$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = minus 531.550 Euro

→ **Zzgl. ersparte Stromaufwendungen $55 \text{ kW} \times \text{ca. } 30 \text{ ct/kWh} = + 144.540$ Euro**

→ **GESAMTERGEBNIS: 267.990 Euro**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 1$)

→ Produktion von 100 kW weniger →

→ Beispiel: dadurch können die Kosten

**Problematik der
Stromsteuer bei
Biogasanlagen!**

→ ERGEBNIS:

→ ~~370~~ **315** kW x $18,2 \text{ ct/kWh}$ + Flex + Wärmeerlöse = ~~722.698~~ **655.000** Euro

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = minus **531.000** Euro

→ Zzgl. ersparte Stromaufwendungen $55 \text{ kW} \times \text{ca. } \mathbf{30} \text{ ct/kWh} = + 144.540 \text{ Euro}$

→ GESAMTERGEBNIS: **267.990 Euro**



d) Bestandsanlage mit Wärmeverkauf

Optimierung über „Verhinderung sinnlose Fahrweise“

Problem

- Ausschreibungsanlagen sind NEU-Anlagen iSd. EEG
- Daher gilt für sie: negative Strombörsenpreise → anzulegender Wert = NULL

**Also WEDER
Direktvermarktungsvergütung,
NOCH Marktprämie → Kosten für
kWh bleiben, Einnahmen
entfallen!**

Problem

- Ausschreibungsanlagen sind NEU-Anlagen iSd. EEG
- Daher gilt für sie: negative Strombörsenpreise → anzulegender Wert = NULL

**Also WEDER
Direktvermarktungsvergütung,
NOCH Marktprämie → Kosten für
kWh bleiben, Einnahmen
entfallen!**

**2023: 301
Stunden!!!**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$ (Netto) (Nennleistung = 473 kW , Bemessungsleistung ca. 470 kW)

Anlage fährt 301

Stunden bei negativen

Preisen mit 500 kW →

- (Nennleistung = 473 kW , Bemessungsleistung ca. 470 kW) zu je $\pm 10 \text{ ct/kWh}$ netto

→ Produktion $301 \text{ h} \times 500 \text{ kW} = 150.500 \text{ kWh}$ statt 470 kW nur 370 kW

→ Beispiel: dadurch können die Kosten von $17,1$ auf $16,4 \text{ ct/kWh}$ gesenkt werden

→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$ (Netto) und $16,4 \text{ ct/kWh}$ (Brutto), Wärmesenke 473 kW th. , Bemessungsleistung ca. 470 kW th.

**Anlage fährt 301
Stunden bei negativen
Preisen mit 500 kW →**

- Wärmesenke 473 kW th. zu je $\approx 10 \text{ ct/kWh netto}$

→ Produktion

→ Beispiel: dadurch können die Kosten gesenkt werden

**Dann fehlen 27.391 Euro
netto →**

→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = \cancel{742.698} \text{ 715.307 Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: ~~210.000~~ 182.609 Euro**

Was ist nötig:

- Ausreichend Gasspeicher UND
- Entsprechende Fahrweise: KEINE Einspeisung bei negativen Strombörsenpreisen!!!
- Aktuell: bei mind. 3 aufeinanderfolgenden Stunden, aber ab 2027: bereits ab einer Stunde!!!



e) Bestandsanlage mit Wärmeverkauf

Optimierung über Wirkungsgradoptimierung

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf von 950.000 kWh (im $\varnothing 108 \text{ kW th}$) zu je $3,10 \text{ ct/kWh}$ netto

→ Produktion von 100 kW th

→ Beispiel: dadurch können
werden

**Idee: beim
„Dauerläufer“
Wirkungsgrad
optimieren?**

Wärmesenke

→ ERGEBNIS:

→ $370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

→ Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**

Stimmen aus der Praxis (IG Biogasmotoren):

IG Biogasmotoren 

Biogasmotoren Technik

Es ist also für die Wirkungsgradmessung nicht damit getan, nur den Gasverbrauch (Volumenstrom) unter den gerade herrschenden Umgebungsbedingungen für Druck, Temperatur und relativer Feuchte sowie den Methangehalt zu messen.

Um mit Herstellerangaben vergleichen zu können, ist eine Umrechnung auf die Normbedingungen notwendig. Die Toleranz von 5% für den Verbrauch nach oben (für den neuen Motor!) ist schon sehr großzügig – zu Lasten der Biogasmotoren-Betreiber.

1% weniger Wirkungsgrad (elektrisch) macht bei einem Biogas-Motor im Jahr bei einer Leistung von 526 kW_{el} und 8500 Betriebsstunden im Jahr einen Mehrverbrauch von ca. 30.000 m³ Methan jährlich aus. 1 ha Mais bringt ca. 5000 m³ Methan p.a., es werden also rund 6 ha Mais im Jahr mehr benötigt.

Bei einem 500 kW Biogas-BHKW mit 8000 Betriebsstunde und 20 Cent/KWh Vergütung kostet ein Absacken des Wirkungsgrades von 39% (487,5 kW_{el}) auf 37% (462,5 kW_{el}) rund 40.000 € jährlich weniger Umsatz.

Stimmen aus der Praxis (IG Biogasmotoren):

Biogasmotoren Technik

IG Biogasmotoren 

**1 % Wirkungsgrad
„kostet“ 6 ha Mais !?!**

Es ist also für die Wirkungsgradmes-
(Volumenstrom) unter den gerade
Temperatur und relativer Feuchte s

Um mit Herstellerangaben vergleichen zu können,
Normbedingungen notwendig. Die Toleran-
z für den Verbrauch nach oben (für den
neuen Motor!) ist schon sehr großzü-
- zu Lasten der Biogasmotoren-Betreiber.

1% weniger Wirkungsgrad (elektrisch) macht bei einem Biogas-Motor im Jahr bei einer
Leistung von 526 kW_{el} und 8500 Betriebsstunden im Jahr einen Mehrverbrauch von ca.
30.000 m³ Methan jährlich aus. 1 ha Mais bringt ca. 5000 m³ Methan p.a., es werden also rund
6 ha Mais im Jahr mehr benötigt.

Bei einem 500 kW Biogas-BHKW mit 8000 Betriebsstunde und 20 Cent/KWh Vergütung kostet
ein Absacken des Wirkungsgrades von 39% (487,5 kW_{el}) auf 37% (462,5 kW_{el}) rund 40.000 €
jährlich weniger Umsatz.

Stimmen aus der Praxis (IG Biogasmotoren):

IG Biogasmotoren 

Biogasmotoren Technik

Es ist also für die Wirkungsgradmes-
(Volumenstrom) unter den gerade
Temperatur und relativer Feuchte s

Um mit Herstellerangaben vergleichen zu können
Normbedingungen notwendig. Die Toleranz
neuen Motor!) ist schon sehr großzü

1% weniger Wirkungsgrad (elekt
Leistung von 526 kW_{el} und 850
30.000 m³ Methan jährlich aus.
6 ha Mais im Jahr mehr benötigt.

Bei einem 500 kW Biogas-BHKW
ein Absacken des Wirkungsgrades von 50%
jährlich weniger Umsatz.

**1 % Wirkungsgrad
„kostet“ 6 ha Mais !?!**

**Einsparpotential: Pachtpreis,
Saatgut, Dünger, Pflanzenschutz,
Maschineneinsatz,... → individuell
unterschiedlich**

Bestandsanlage mit Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Wärmeverkauf \rightarrow zu je $\approx 10 \text{ ct/kWh}$ netto

**Einsparung 20.000
Euro = 20.000 mehr
Überschuss**

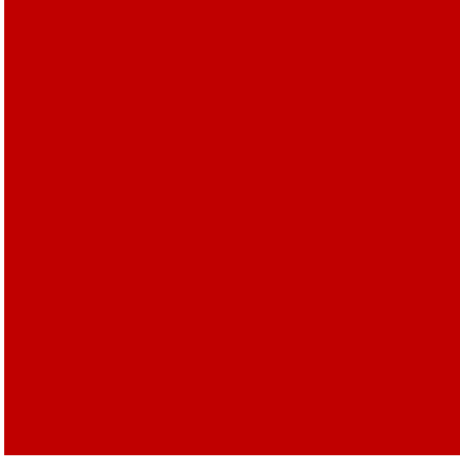
\rightarrow Produktion 370 kW

\rightarrow Beispiel: d
werden

\rightarrow ERGEBNIS:

$\rightarrow 370 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} + \text{Flexzuschlag} + \text{Wärmeerlöse} = 742.698 \text{ Euro}$

\rightarrow Minus Kosten ($370 \text{ kW} \times 16,4 \text{ ct/kWh}$) = **Überschuss: 210.000 Euro**



Erschließung neuer Wärmesenke

Bestandsanlage OHNE Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kW}$, Bemessungsleistung ca. 470 kW
- Bisher KEINE Wärmesenke erschlossen

- EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 749.000 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.800$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro

- Bisher keine Wärmeerlöse

- Durchschnittserlös pro kWh: $19,6 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: 102.000 Euro

Bestandsanlage OHNE Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{\text{bem}} = 473 \text{ kWh/kW}$, $H_{\text{anm}} = 473 \text{ kWh/kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = \text{ca. } 8600 \text{ ct/kW}$
- Bisher KEINE Wärmesenke erschlossen
- EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = 8574 \text{ ct/kW}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 5500 \text{ ct/kW}$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro
- Bisher keine Wärmeerlöse
- Durchschnittserlös pro kWh: $19,6 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: 102.000 Euro

**Idee: Neues Wärmenetz
aufbauen, Wärmesenke
für 1,5 mio kWh th. für
15 ct/kWh**

Bestandsanlage OHNE Wärmesenke

- Beispiel: Installierte Leistung $2 \times 526 \text{ kW} = 1.052 \text{ kW}$, Ausschreibungsanlage mit $18,2 \text{ ct/kWh}$, Vollkosten $17,1 \text{ ct/kWh}$, $H_{bem} = 473 \text{ kWh/kW}$ \rightarrow ca. 470 kW
- Bisher KEINE Wärmesenke erschlossen
- EEG-Einnahmesituation
 - EEG: $470 \text{ kW} \times 18,2 \text{ ct/kWh} = 857.400 \text{ Euro}$
 - Flexzuschlag a $55 \text{ Euro/kW} = 57.850 \text{ Euro}$
 - GESAMT: ca. 807.000 Euro
- Bisher keine Wärmeerlöse
- Durchschnittserlös pro kWh: $19,6 \text{ ct/kWh}$
- Gewinn: 102.000 Euro

**Idee: Neues Wärmenetz
aufbauen, Wärmesenke
für 1,5 mio kWh th. für
15 ct/kWh**

**Bei nur 10 Jahre Folgevergütung
kaum refinanzierbar.....**

Zukunftsvision: Neue Wärmesenke über neuen SAT

- Möglichkeit: in wenigen km Entfernung könnte eine große Wärmesenke erschlossen werden, denkbarer Wärmepreis: 15 ct/kWh
- Problem: Fernwärmeleitung von Bestandsanlage aus ist idR. wegen der kurzen Restlaufzeit nach EEG kaum refinanzierbar
- Idee: neuer SAT wird in die Wärmesenke gestellt und über Mikrogasleitung angebunden

Erlöse für den SAT?

- Teilnahme an Ausschreibung als NEUANLAGE
 - ~~Problem: deutlich niedrigeres Höchstgebot für Neuanlagen~~
 - ABER: Zuschlag gilt für volle 20 Jahre → Fernwärmenetz idR. refinanzierbar
- Beispiel: Wärmebedarf im Winter in der Spitze ca. 380 bis 400 kW → BHKW mit installierten 380 kW genehmigen lassen und an Ausschreibung teilnehmen
- Sofern Zuschlag bei z.B. 17,5 ct/kWh →
 - EEG-Vergütung für 171 kW (45% von 380!) = 262.143 Euro
 - Flexzuschlag für 380 kW x 65 = 24.700 Euro
 - Gesamt-EEG-Erlös: 286.843 Euro
 - Schnitt: 19,14 ct/kWh
 - „Jahresgewinn“ (ohne Wärmeverkauf!) ca. 32.000 Euro

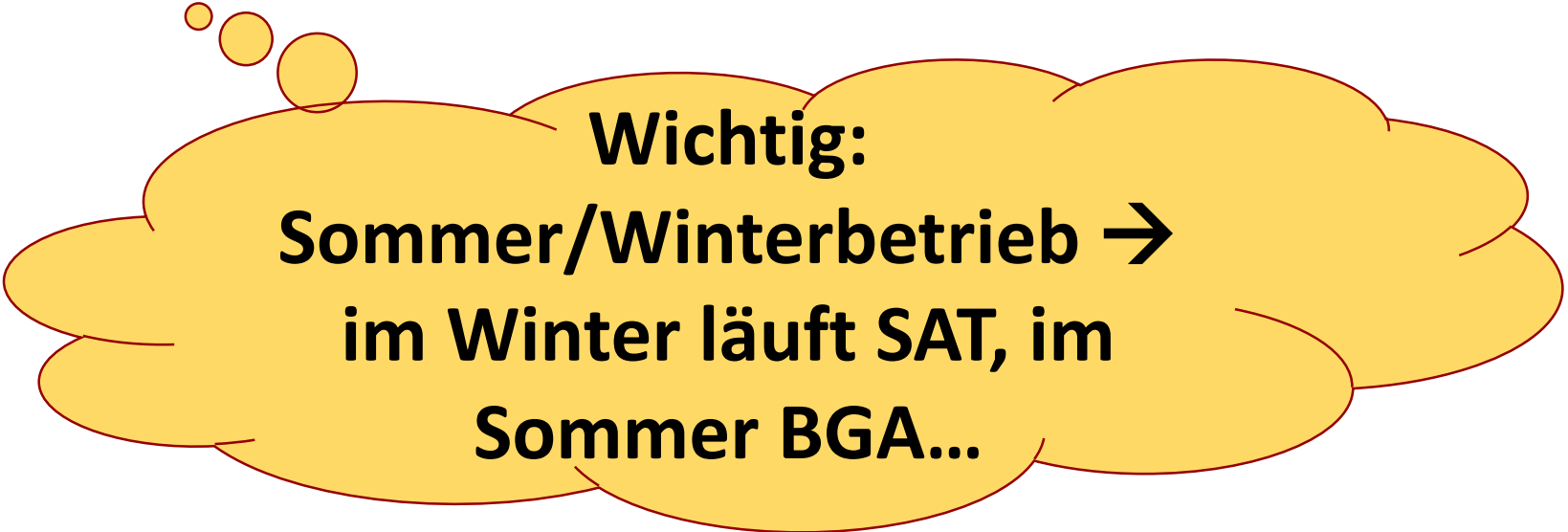
Erlöse für den SAT?

- Teilnahme an Ausschreibung als NEUANLAGE
 - Problem: deutlich niedrigeres Höchstgebot für Neuanlagen
 - ABER: Zuschlag gilt für volle 20 Jahre → Fernwärmenetz idR. refinanzierbar
- Beispiel: Wärmebedarf im Winter in der Spitze ca. 380 bis 400 kW → BHKW mit installierten 380 kW genehmigen lassen und an Ausschreibung teilnehmen
- Sofern Zuschlag bei z.B. 17,5 ct/kWh →
 - EEG-Vergütung für 171 kW (45% von 380!) = 262.125 Euro
 - Flexzuschlag für 380 kW x 65 = 24.700 Euro
 - Gesamt-EEG-Erlös: 286.843 Euro
 - Schnitt: 19,14 ct/kWh
 - „Jahresgewinn“ (ohne Wärmeverkauf!) ca. 32.000 Euro

**Vorsicht! Hier ist
noch kein Invest
berücksichtigt!!!**

Wärmeverkauf

- Können im Jahr ca. 150 kW = 1,314 mio kWh an Wärme für 15 ct/kWh verkauft werden
 - EEG-Vergütung: 286.843 Euro
 - Wärmeerlöse: 197.100 Euro
 - Gesamt: 483.943 Euro
- **Im Schnitt: 32,30 ct/kWh**



Wichtig:
Sommer/Winterbetrieb →
im Winter läuft SAT, im
Sommer BGA...

Wärmeverkauf

- Können im Jahr ca. 150 kW = 1,314 mio kWh an Wärme für 15 ct/kWh verkauft werden
 - EEG-Vergütung: 286.843 Euro
 - Wärmeerlöse: 197.100 Euro
 - Gesamt: 483.943 Euro
- **Im Schnitt: 32,30 ct/kWh**

**Trotzdem Wirtschaftlichkeit
kritisch prüfen, da hohes
Invest nötig: BHKW,
Netzanschluss,
Mikrogasleitung,
Pufferspeicher,
Fernwärmenetz,...**

Und die BGA? → Folgeausschreibung

- Zuschlag in 2024: **18,2 ct/kWh**
- Evtl. Flexzuschlag: maximal 68.380 Euro/Jahr
- Produktion hier im Wesentlichen im Sommer!!! → da von bisheriger Produktion 470 kW vom neuen SAT 171 abgefahren werden → hier an der BGA noch 250 kW im Schnitt

→ EEG-Vergütung: 299 kW a 18,2 ct = ca. 476.700 Euro

→ Flexzuschlag max. 68.000 Euro

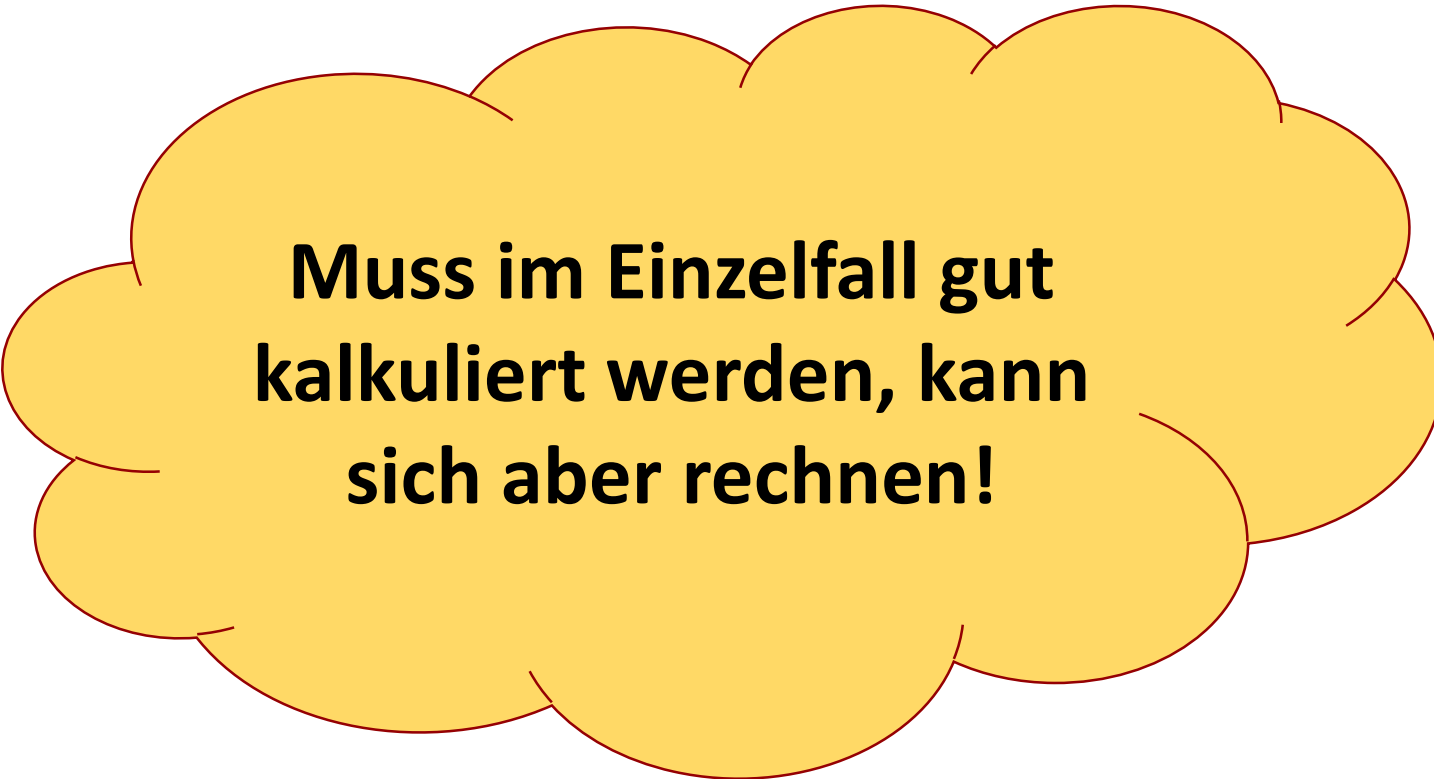
→ GESAMT: 544.700 Euro = **im SCHNITT 20,79 ct/kWh**

Gesamtschau:

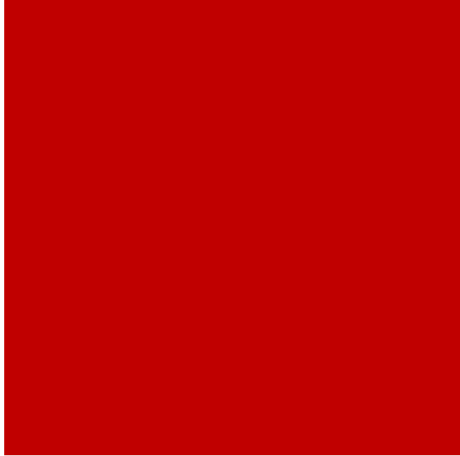
- Umsatz BGA: ca. 544.000 Euro
- Umsatz SAT: ca. 484.000 Euro
- Kosten: - 704.000 Euro

- SALDO: 324.000 Euro

- Nötiges Investment:
 - Neues SAT-BHKW
 - Netzanschluss
 - Gasleitung
 - Fernwärmenetz



**Muss im Einzelfall gut
kalkuliert werden, kann
sich aber rechnen!**



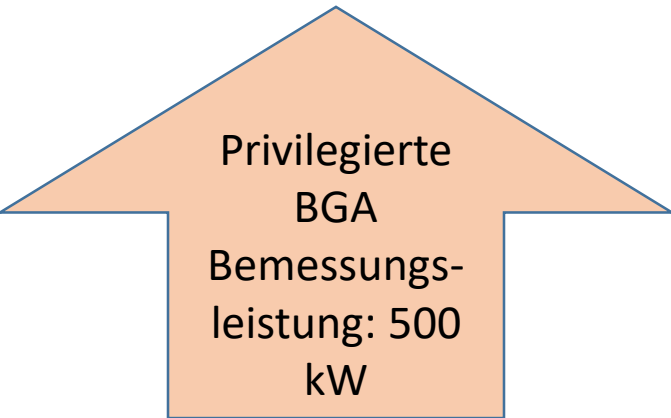
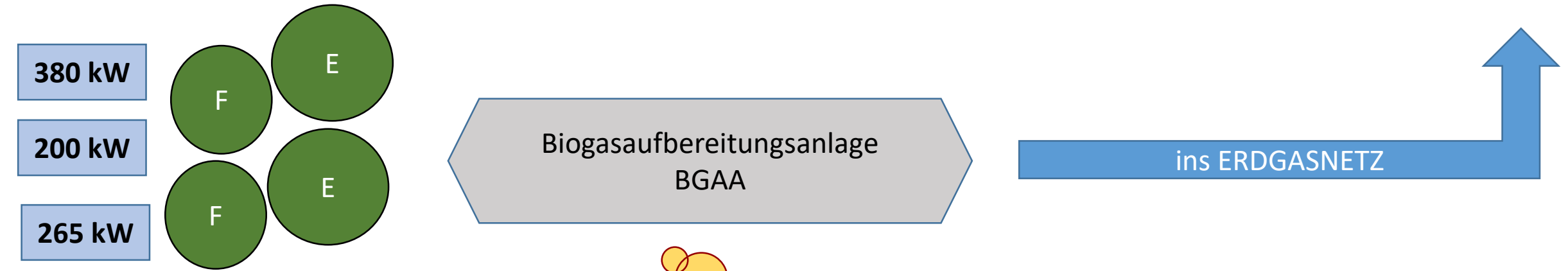
6. Neuerungen zur Biomethanaufbereitung

Ziele der EU...

- Ca. 50 % der Energie aus Biomethan...
- Aber: nicht aus Energiepflanzen, sondern aus Abfällen, Reststoffen, Gülle etc.
- Schon jetzt interessant: Gülleinsatz, Kraftstoffmarkt, THG-Quoten...

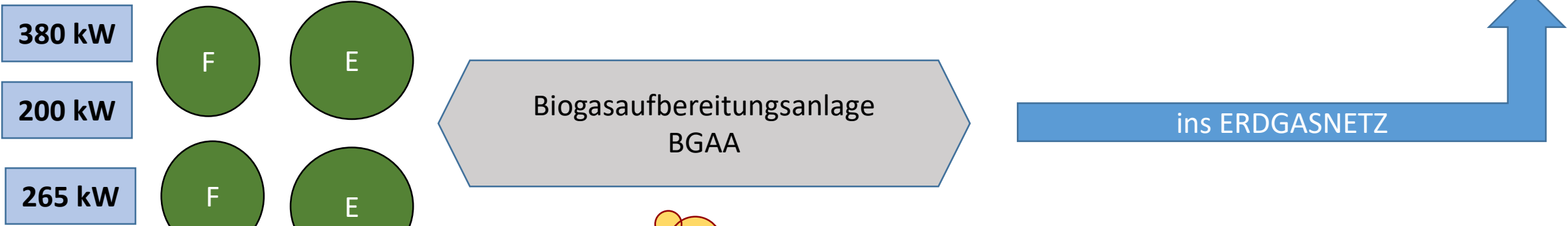
ABER: hier haben die Preise in den letzten Monaten nachgelassen –
Bsp.: bmp greengas / Landwärme...

Idee vieler Anlagenbetreiber: BGAA errichten



**Idee: Biogasaufbereitung mit
vergrößertem Gülleanteil →
„Kraftstoffmarkt“**

Problematisch:



**BGAA bedarf einer GENEHMIGUNG
→ Problem:
Genehmigungstatbestand?**

Wenn aber die BGAA bei einem privilegierten Landwirt stehen soll

... war das bisher HOCHPROBLEMATISCH:

- Privilegierungstatbestand § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB („privilegierte landwirtsch. Biogasanlage“) greift **nicht** →
- Bisher also immer nötig: Bebauungsplan
 - Kein Rechtsanspruch hierauf
 - Zeitliche Dauer → in Hinblick auf Doppelanrechnung kritisch

Wenn aber die BGAA bei einem privilegierten Landwirt stehen soll

... war das bisher HOCHPROBLEMATISCH:

- Privilegierungstatbestand § 33 (Biogasanlage“) greift **nicht** →
- Bisher also immer nötig: B
– Kein Rechtsanspruch hierauf
– Zeitliche Dauer → in Hinblick

**Neuer § 246 d BauGB kann
künftig helfen!**

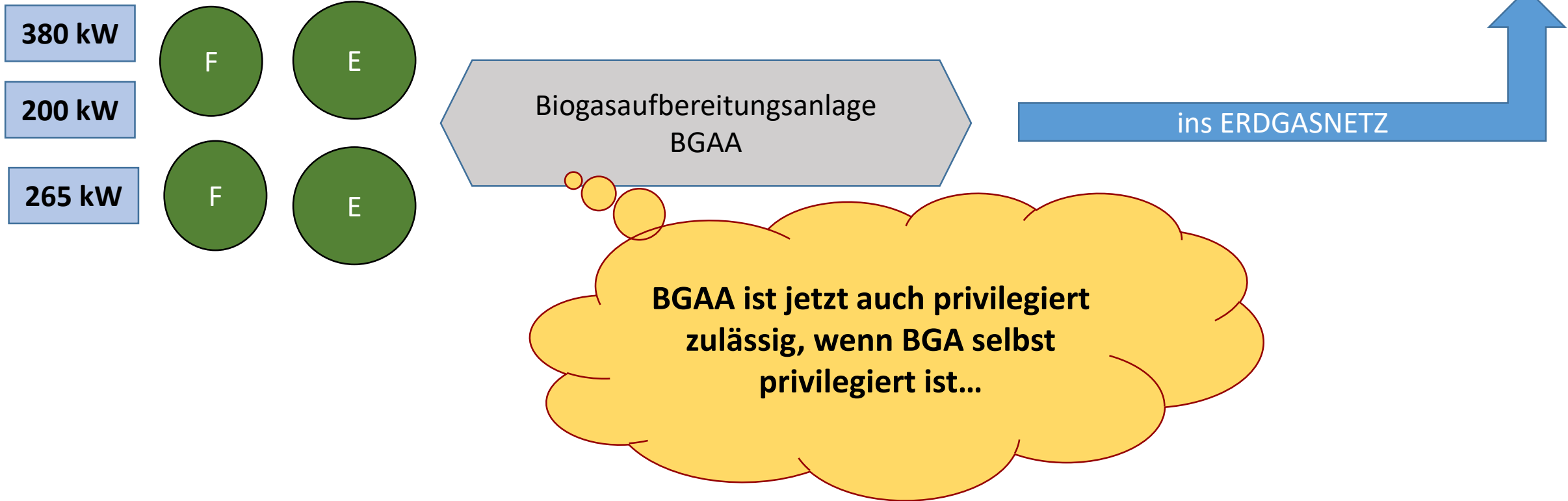
§ 246 d BauGB

- Neuer Absatz 4 Nr. 1:

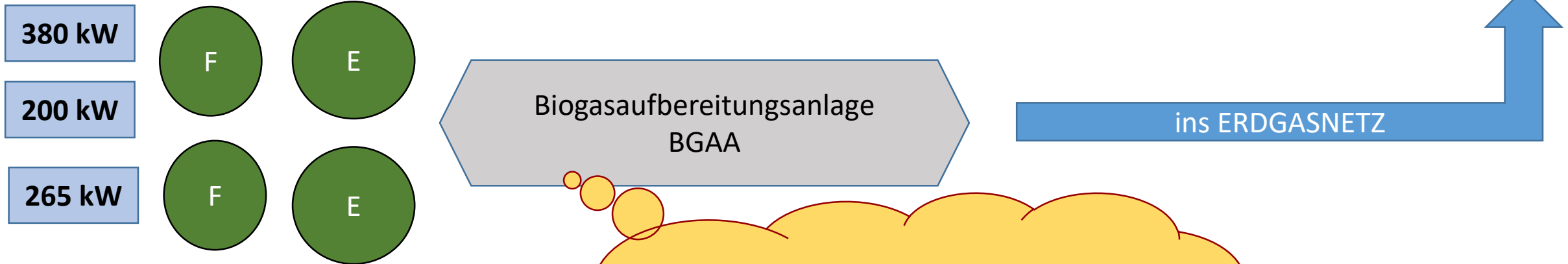
„Im Außenbereich ist ... bis zum Ablauf des 31.12.2028 ein Vorhaben zulässig, das ... **der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, einschließlich des Anschlusses an das öffentliche Versorgungsnetz** dient, ...“

„wenn das Vorhaben in einem **räumlich-funktionalen Zusammenhang** ... bestehenden, zulässigerweise **nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB errichteten Anlage steht** und **keine größere Grundfläche** in Anspruch nimmt als diese Anlage und wenn das verwendete Biogas **aus dieser Anlage oder aus nahegelegenen Anlagen... stammt.**“

Problem lässt sich also scheinbar leicht lösen:



Problem lässt sich also scheinbar leicht lösen:



**BGAA ist jetzt auch privilegiert
zulässig, wenn BGA selbst
privilegiert ist...**

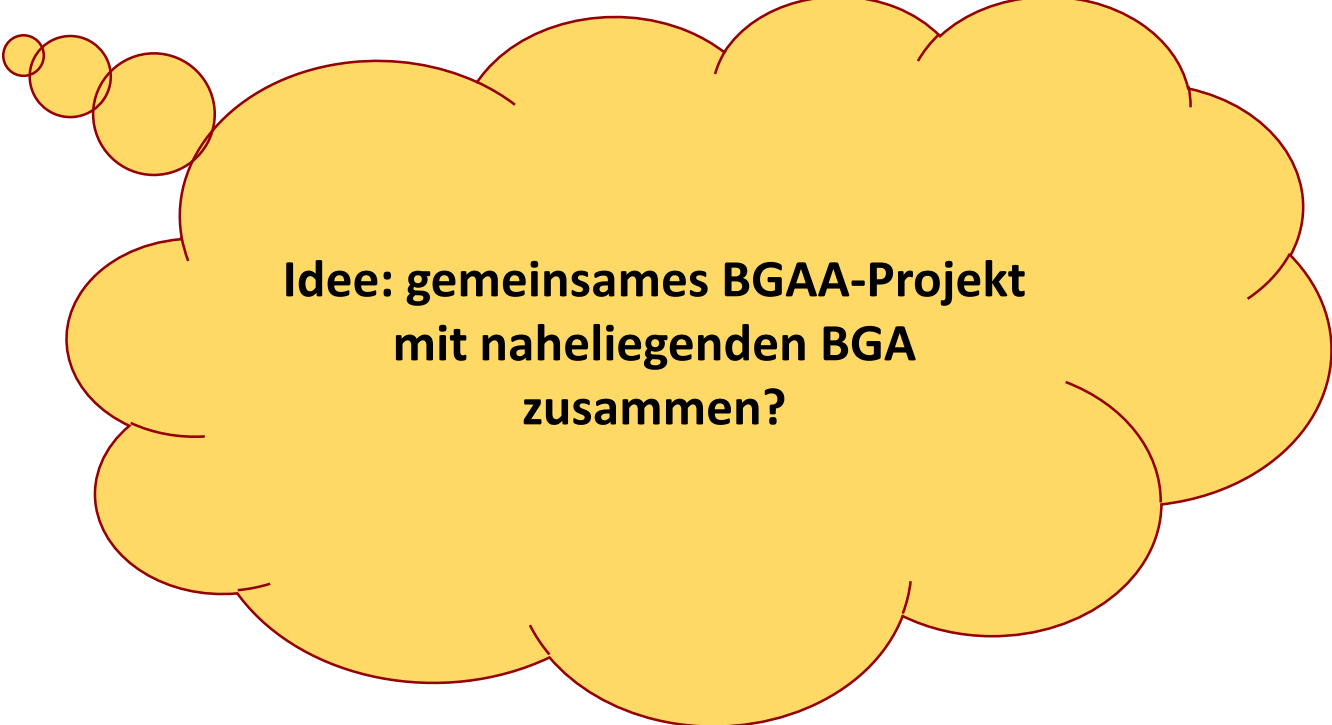
**ABER: Wo kommt denn das Gas für die
Aufbereitung her??? Privilegierung
lässt nur 2,3 mio Nm³ an Produktion
zu → also ist doch ein BPlan nötig!!!**

ABER:

- Wer heute 500 kW el. produziert, muss seine Einsatzstoffmenge idR ERHEBLICH steigern um wirtschaftlich eine BGAA betreiben zu können...
- Erlösmöglichkeiten sind höchst unterschiedlich – je nach Menge, Vertragsdauer, Qualität, etc.
- Häufige Folge: Weitere Investitionen idR. auch in Behälter nötig...

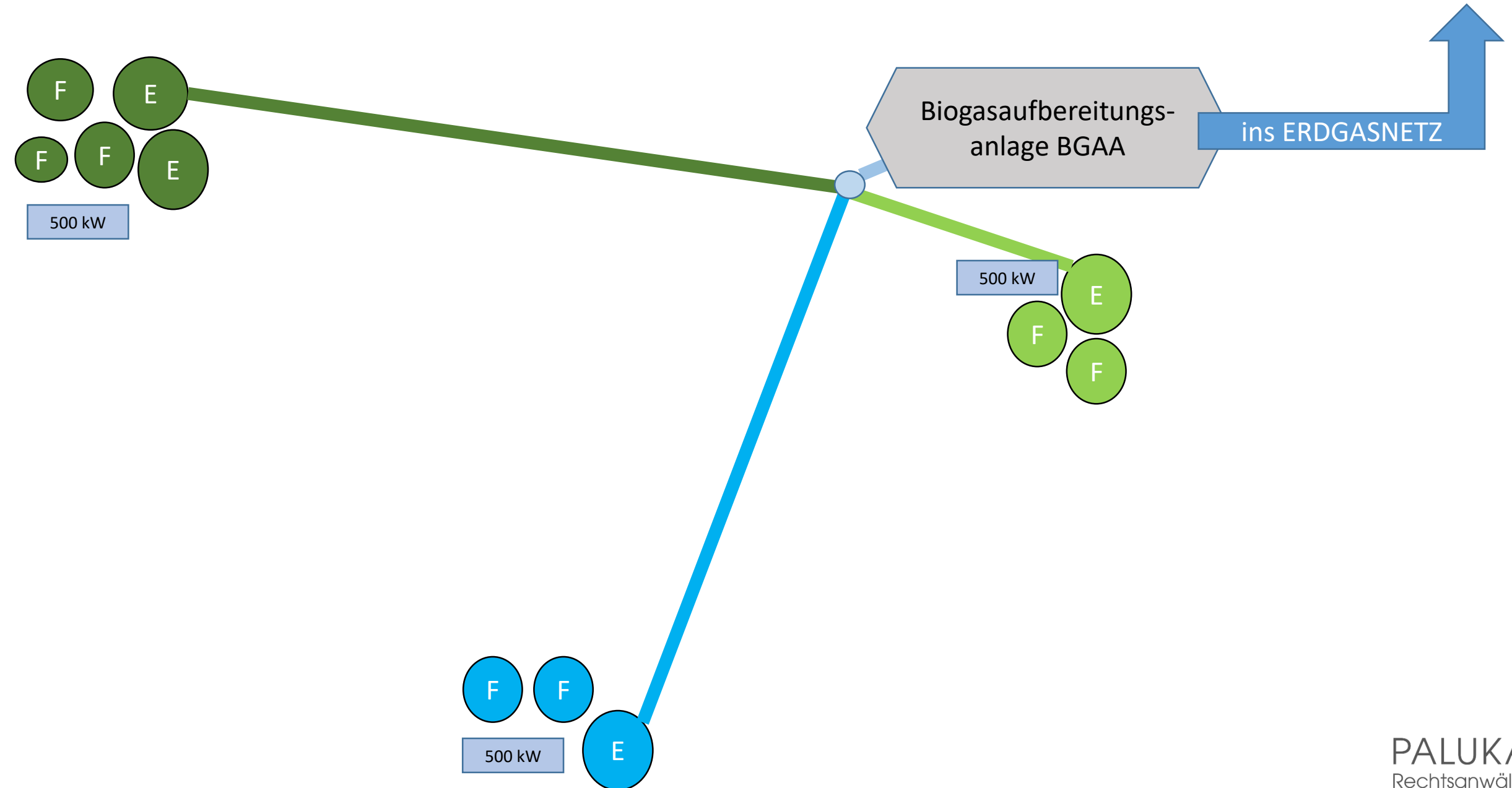
ABER:

- Wer heute 500 kW el. produziert, muss seine Einsatzstoffmenge idR ERHEBLICH steigern um wirtschaftlich eine BGAA betreiben zu können...
- Häufige Folge: Weitere Investitionen idR. auch in Behälter nötig...

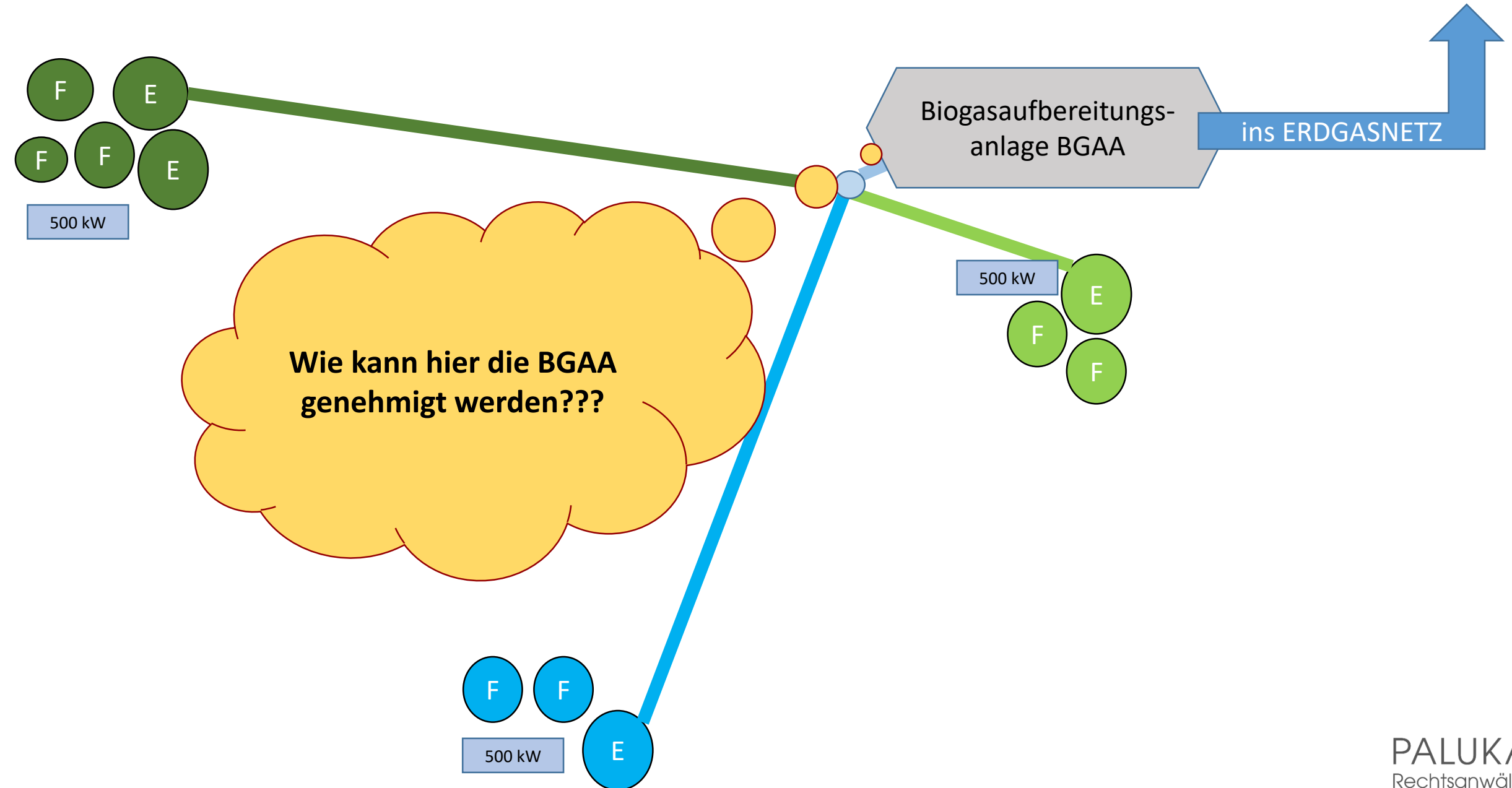


**Idee: gemeinsames BGAA-Projekt
mit naheliegenden BGA
zusammen?**

Verbindung mehrerer Anlagen mit Mikrogasleitungen...



Verbindung mehrerer Anlagen mit Mikrogasleitungen...



§ 246 d BauGB

- Neuer Absatz 4 Nr. 1:

„Im Außenbereich ist ... bis zum Ablauf des 31.12.2028 ein Vorhaben zulässig, das ... **der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, einschließlich des Anschlusses an das öffentliche Versorgungsnetz** dient, ...“

„wenn das Vorhaben in einem **räumlich-funktionalen Zusammenhang** ... bestehenden, zulässigerweise **nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB errichteten Anlage steht** und **keine größere Grundfläche** in Anspruch nimmt als diese Anlage und wenn das verwendete Biogas **aus dieser Anlage oder aus nahegelegenen Anlagen... stammt.**“

§ 246 d BauGB

- Neuer Absatz 4 Nr. 1:

„Im Außenbereich ist ... bis zum Ablauf des 31.12.2028 ein Vorhaben zulässig, das ... **der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, einschließlich des Anschlusses an das öffentliche Versorgungsnetz** dient, ...“

„wenn das Vorhaben in einem **räumlich-funktionalen Zusammenhang** ... bestehenden, zulässigerweise **nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB errichteten Anlage steht** und **keine größere Grundfläche** in Anspruch nimmt als diese Anlage und wenn das verwendete Biogas **aus dieser Anlage oder aus nahegelegenen Anlagen... stammt.**“

Hier hilft die Neuregelung
tatsächlich weiter...

ABER: bitte bedenken

- Die Zukunft ALLER beteiligten BGA-Betreiber „steht und fällt“ mit dem Landwirt, bei dem die BGAA steht...

→ Gibt er seine Landwirtschaft auf → Genehmigung BGAA entfällt!!!

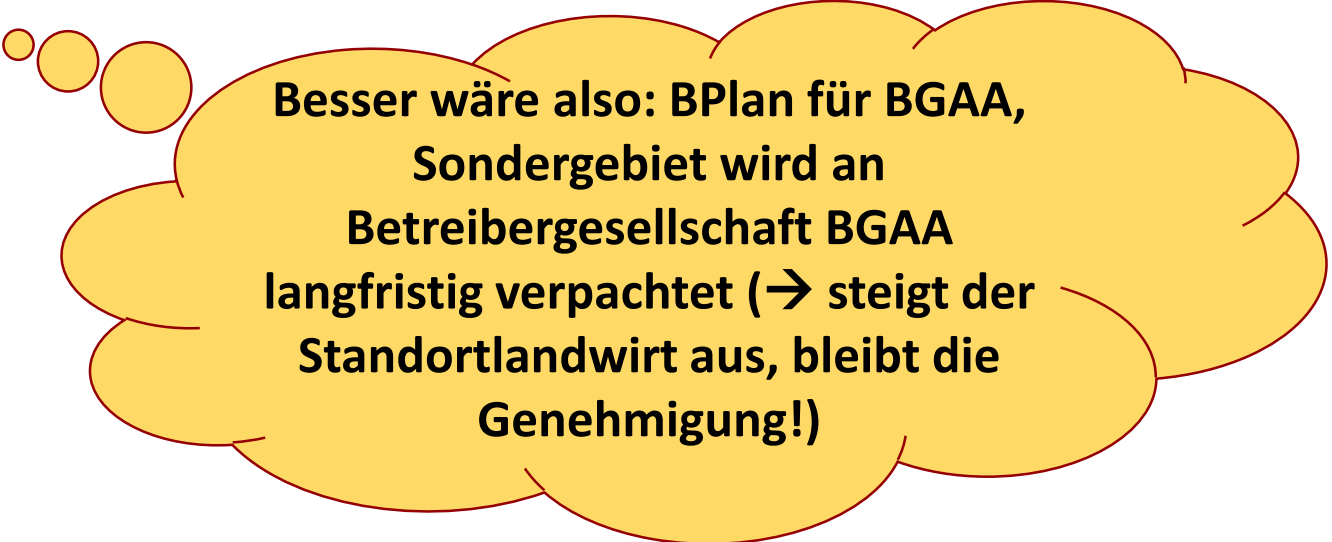
→ (auch dann, wenn die anderen Betreiber die BGAA mitfinanziert haben...)

ABER: bitte bedenken

- Die Zukunft ALLER beteiligten BGA-Betreiber „steht und fällt“ mit dem Landwirt, bei dem die BGAA steht...

→ Gibt der seine Landwirtschaft auf → Genehmigung BGAA entfällt!!!

→ (auch dann, wenn die anderen Betreiber die BGAA mitfinanziert haben...)



**Besser wäre also: BPlan für BGAA,
Sondergebiet wird an
Betreibergesellschaft BGAA
langfristig verpachtet (→ steigt der
Standortlandwirt aus, bleibt die
Genehmigung!)**

Weiterhin bedenken:

- BGAA soll durch neue Gesellschaft (zB GmbH & Co. KG betrieben werden → hier zahlen alle Landwirte gleichermaßen ein, um die BGAA zu finanzieren
- Problem: wie bei der privilegierten BGA muss auch hier der STANDORTLANDWIRT den beherrschenden Einfluss innerhalb der Gesellschaft haben (auch wenn der nicht mehr einzahlt als alle anderen...)

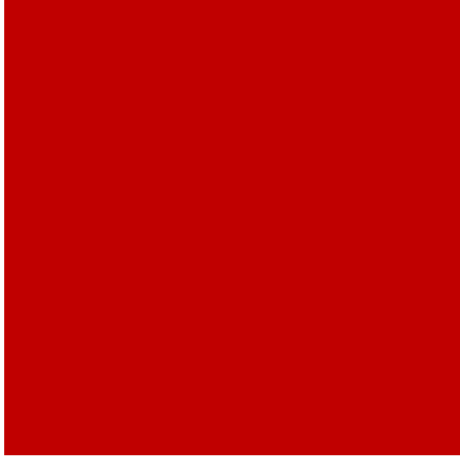
→ Auch das lässt sich über einen BPlan besser lösen.

Zwischen fazit

Genehmigung BGAA jetzt auch „privilegiert“ möglich.

Das führt aber zu vielen Folgeproblemen, vor allem zur kompletten Abhängigkeit vom Standortlandwirt.

Der BPlan ist hier idR. vorzugswürdig!



Der Zugang zum Gasnetz für die Biomethanaufbereitung

Gasnetzanschlusskosten

§ 33 GasNZV:

- Kostenteilung: Netzbetreiber 75%, Anschlussnehmer 25%
- Kosten über 10 km: nur Anschlussnehmer
- Kosten unter 1 km Leitung: Anschlussnehmer zahlt maximal 250.000 Euro!



**Genau prüfen, wo die
BGAA hingestellt wird →
unter 1 km!**

Problem: Entwurf neue GasNZV

- Demnach bleibt es bei der Kostenaufteilung $\frac{1}{4}$ - $\frac{3}{4}$, ABER
- Die Beschränkung auf maximal 250.000 Euro bei „unter 1 km“ ist NICHT enthalten!!!
- Problem: **wird voraussichtlich 2025 in Kraft treten, wenn das so bleibt: mit deutlich höheren Kosten rechnen!!!!** (voraussichtlich keine Absicherung durch Verträge etc. möglich!!!)

Zwischen fazit

Gasnetzanschluss sollte weniger als 1 km von der BGAA entfernt sein...

...falls nicht, Kosten Gasnetzanschluss sehr genau kalkulieren

... und: neue Entwicklung bei GasNZV beachten!

Fazit

Der Biogasbranche stehen derzeit einige Möglichkeiten für ein wirtschaftliches Zukunftskonzept zur Verfügung.

Wichtig ist: Erst ein Gesamtkonzept erstellen und erst dann tätig werden!

Und: das Gesamtkonzept muss individuell zum jeweiligen Betrieb/Hof passen!!!

EEG-
Team



Markus Sawade
Partner, Rechtsanwalt



Marc Bruck
Partner, Rechtsanwalt



Dr. Helmut Loibl
Leitender Partner



Susanne Lindenberger
Rechtsanwältin



Carolina Gierisch
Rechtsanwältin



Florian Frenzel
Rechtsanwalt



Carmen Merkl-Mohr
Rechtsanwältin



Helena Thom
Rechtsanwältin



Joris Rosner
Rechtsanwalt



Gerrit Müller-Rüster
Rechtsanwalt

Weitere
Rechtsanwältinnen:

Pia Jakobi
Svea Brück
Jennifer Ballantyne

Kontakt

Paluka Rechtsanwälte Loibl Specht PartmbB

Hauptsitz: Prinz-Ludwig-Straße 11, 93055 Regensburg

Telefon: 0941 58 57 10

Fax: 0941 58 57 114

Zweigstelle: Eckernförder Str. 212, 24119 Kronshagen

Telefon: 0431 775 464 74

Fax: 0941 58 57 114

E-Mail: info@paluka.de

Folgen Sie uns auf    

www.paluka.de