

»Biogasaseinspeisung - Stand des Wissens«

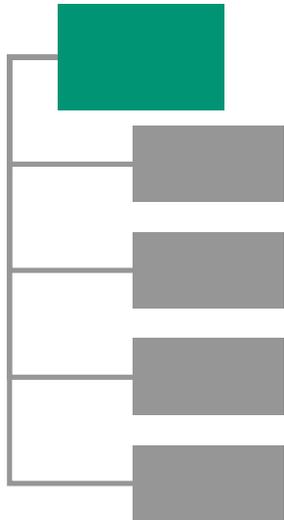
Kongress des Biogasrats e.V.
Biogas im Wärmemarkt

5. Mai 2010

Wolfgang Urban
Fraunhofer-Institut UMSICHT



Übersicht



- **Biogasaufbereitungstechnologien**

- Verfahrensvergleich
- aktuelle Verfahrensentwicklungen
- Entwicklungs- und Optimierungspotenzial

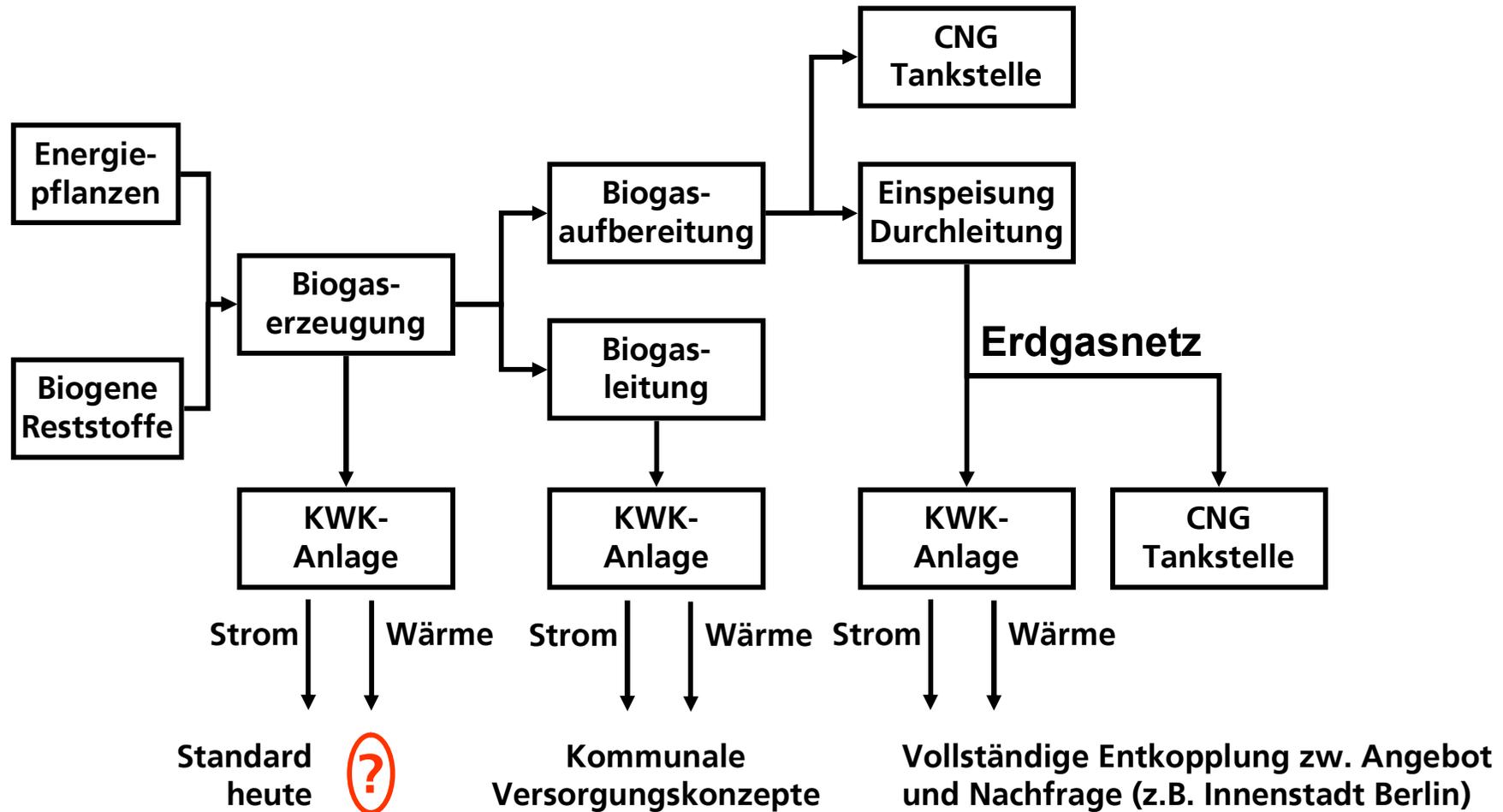
- **Wirtschaftlichkeit**

- Kosten Biomethanherzeugung
- Sensitivitäten

- **Netzanschluss**

- Umsetzungsfragen, offene Punkte
- Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Biogasnutzung – ein Überblick



CO₂-Abtrennung – Herstellerübersicht

Verfahren	Firmen	Referenzen
Druckwechseladsorption	CarboTech Engineering (D) Cirmac (NL) Xebec Inc. (CAN), Verdesis* (CH)	D, S, A, CH: mehr als 20 Anlagen NL: Nuenen Mehrere in USA, CAN, CH
Druckwasserwäsche	Flotech (S, NZ) Malmberg (S, D) YIT (S) RosRoca* (E, D)	mehrere Anlagen in S, E, JP, D S: mehr als 20 Anlagen, D: 5 S: 5 Anlagen
Genosorb®-Wäsche	HAASE Energietechnik (D)	D: Jameln, Hannover, Rathenow
Aminwäschen	DGE (D) MT-Biomethan* (D) Cirmac (NL), PURAC* (S)	Prototyp Lanen, CH: Zürich Rockstedt, Hardeggen Göteborg 1600 m ³ /h, Boras 300 m ³ /h
Membrantrennverfahren	Cirmac (NL) Air Liquide (F) TU Wien (A), Envio* (D)	NL: Beverwijk Bruck a.d. Leitha (A)

* Lizenznehmer **Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit!**

Verfahrenvergleich CO₂-Abtrennung

Kriterien	PSA	DWW	Geno-sorb [®]	MEA	DEA
Vorreinigung (S, H ₂ O)	Ja	Nein	Jein	Ja	Ja
Anlagenregelbarkeit	± 10%	50-100%	50-100%	50-100%	50-100%
Methanschlupf*	2-10%	1-2%	1-4%	< 0,1%	< 0,1%
Produktgasqualität (CH ₄)	> 96%	> 97%	> 99%	> 99%	> 99%
Arbeitsdruck	4-7	4-7	4-7	drucklos	drucklos
Stromverbrauch* (Basis: kWh/Nm ³ RBG, Produktgas @ 7bar)	0,25	< 0,25	0,24-0,33	<0,15?	< 0,12
Wärmebedarf	Nein	Nein	55-80°C	160°C	160°C
Chemikalien	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Referenzen	> 20	> 25	3	3?	

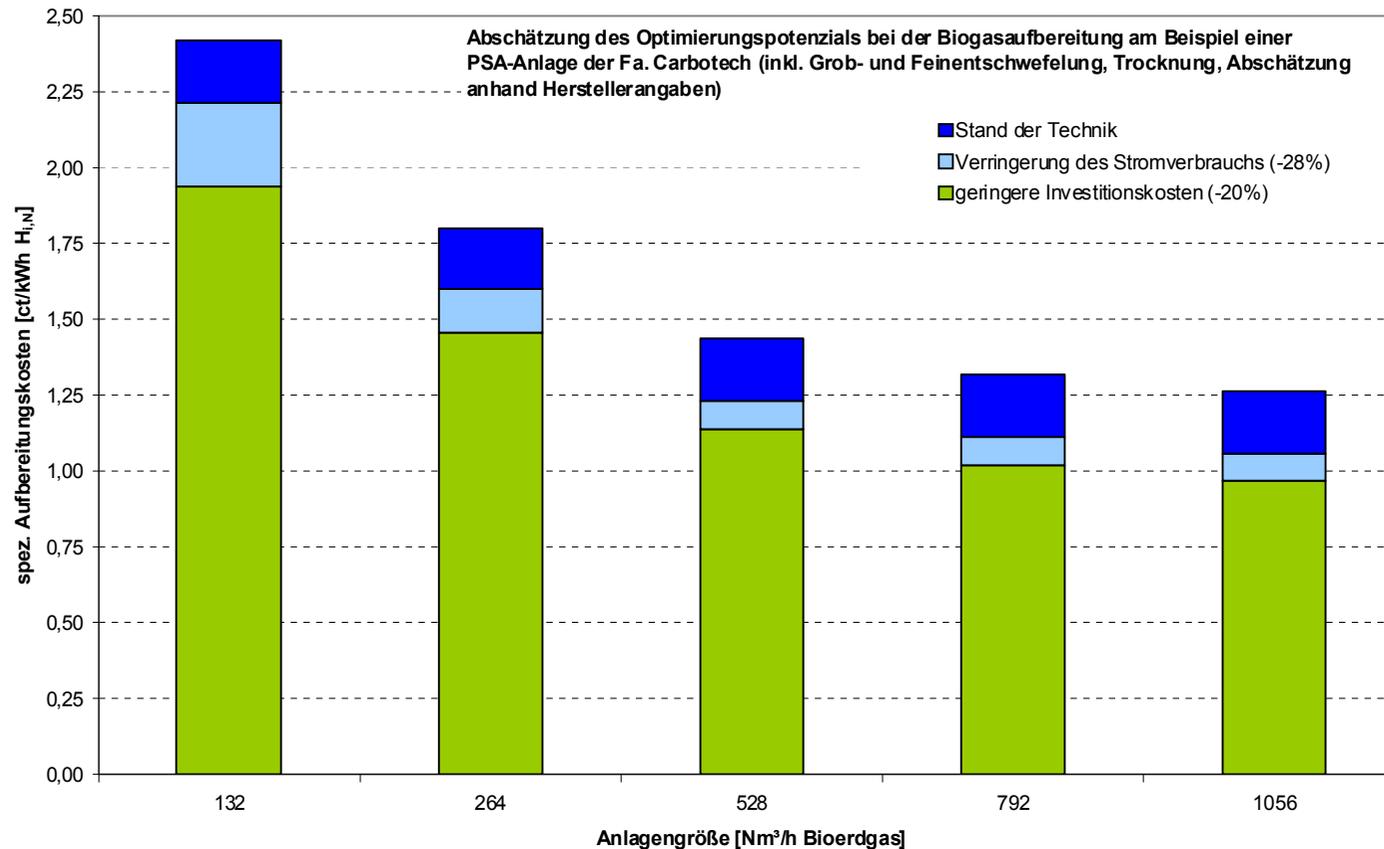
* Methanschlupf ist abhängig vom Anlagenkonzept und von den Randbedingungen am Standort (CarboTech <3%, QuestAir 4-10%, Malmberg <1%, Flotech <2%)

Optimierungspotenzial Aufbereitung

- Derzeitige Entwicklungen - Minimierung des Energie- bzw. Strombedarfs und Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit durch:
 - redundante Anlagentechnik vs. 24-7-Servicekonzept und Ersatzteilverhaltung
 - höhere Automatisierung
 - Verfahrensvereinfachung (PSA: weniger Adsorber)
 - Aktivierung von Optimierungspotenzialen (Verdichtung bei DWW, PSA)
 - bei integrierten Projekten: Nutzung von Synergieeffekten
 - Anpassung der Standardbaugrößen auf 350/700 Nm³/h Biomethan
- Steigende Auflagen an die Aufbereitungstechnik (Abgasnachbehandlung) durch Genehmigungsbehörden (z.B. TAL 5.2.x perspektivisch auch bei BauR-Anlagen)
- Immer abzuwägen zw. Produktgasqualität vs. Energieaufwand (Kosten)
CH₄-Gehalt >> 97% bei DWW, PSA exponentiell steigender Strombedarf

Optimierungspotenzial Aufbereitung

Reduktion des Energiebedarfs im Vergleich zu Investitionskosten viel wichtiger (auch aus ökologischer Sicht)



Absenkung Strombedarf

von heute 0,25 kWh_{el}/Nm³
auf 0,18 kWh_{el}/Nm³

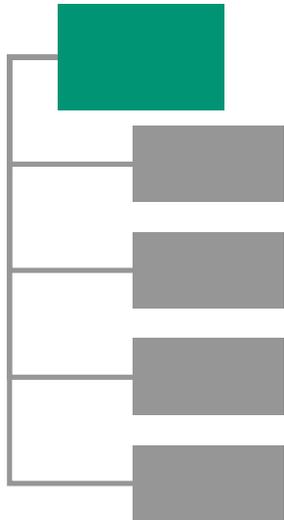
(Bezug Rohgas)

Geringere Investitionskosten

perspektivisch -20%
(Bezug heute, durch
Verfahrensvereinfachung)

allerdings offen, ob mittelfristig
erreichbar

Übersicht



■ Biogasaufbereitungstechnologien

- Verfahrensvergleich
- aktuelle Verfahrensentwicklungen
- Entwicklungs- und Optimierungspotenzial

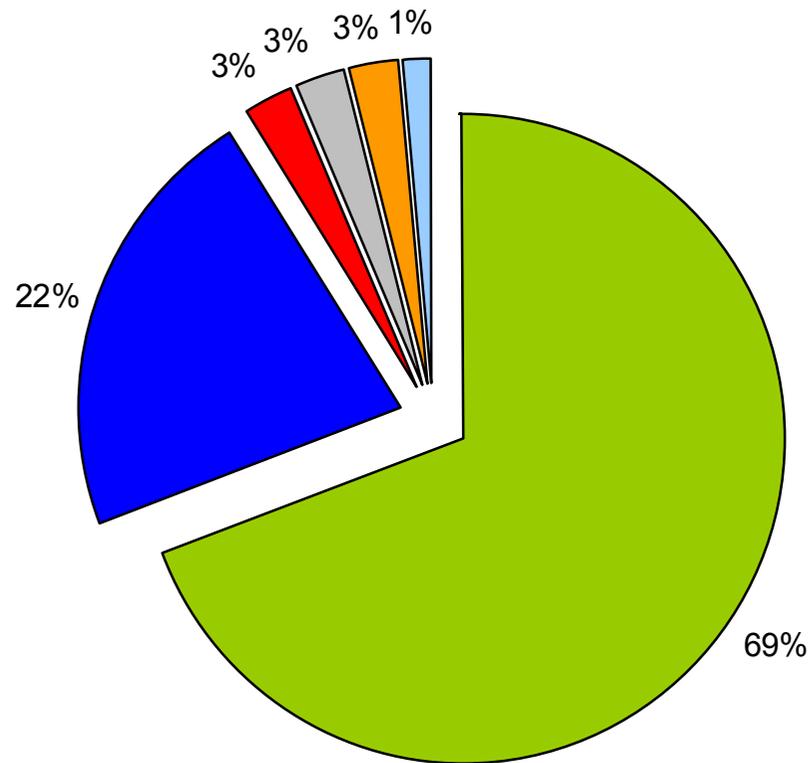
■ Wirtschaftlichkeit

- Kosten Biomethanherzeugung
- Sensitivitäten

■ Netzanschluss

- Umsetzungsfragen, offene Punkte
- Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Kostenstrukturen Biomethanherzeugung

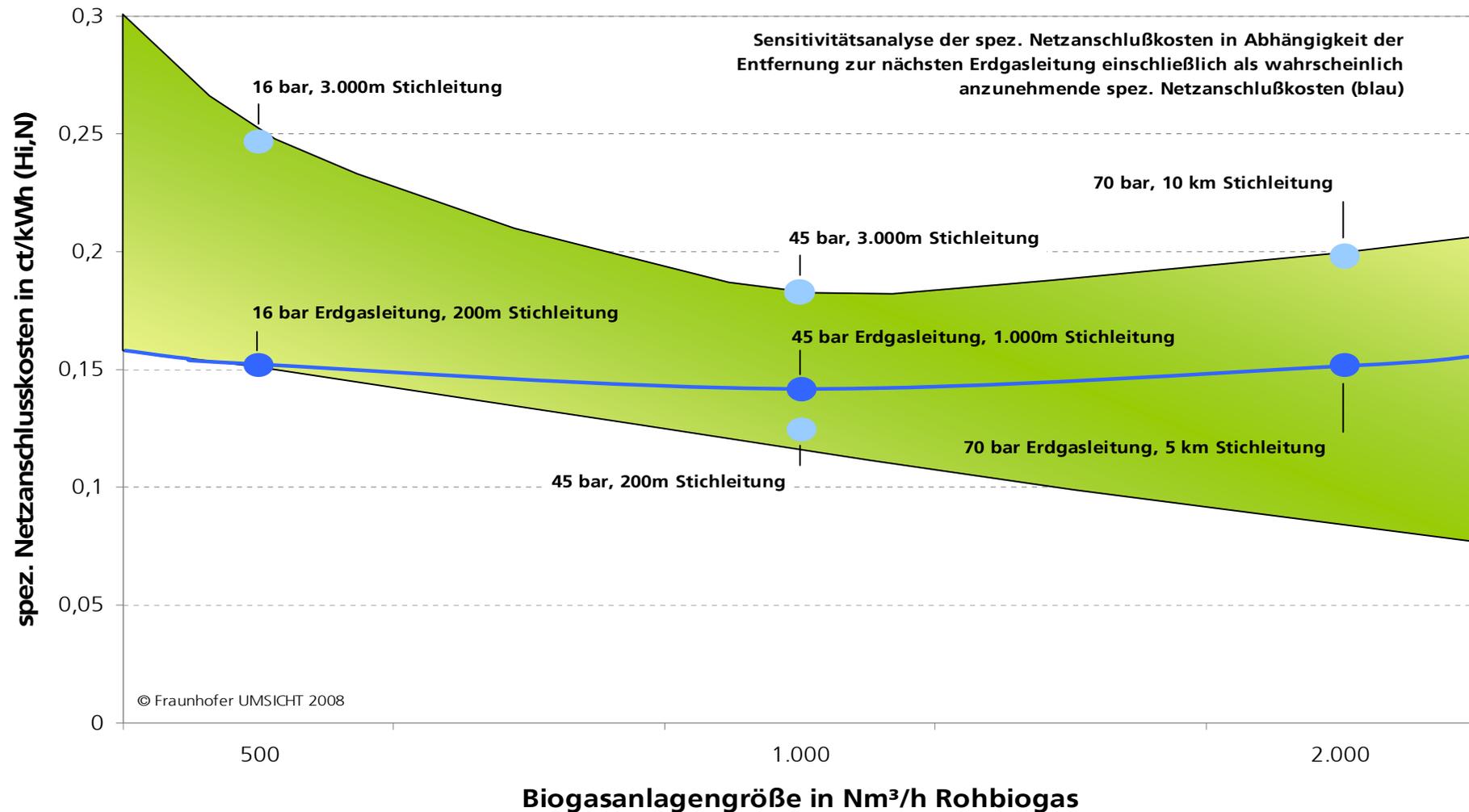


- Rohgaserzeugung
- Biogasaufbereitung
- Netzanschluss
- Netzentgelte
- Vertriebskosten, Strukturierung
- Dokumentationskosten

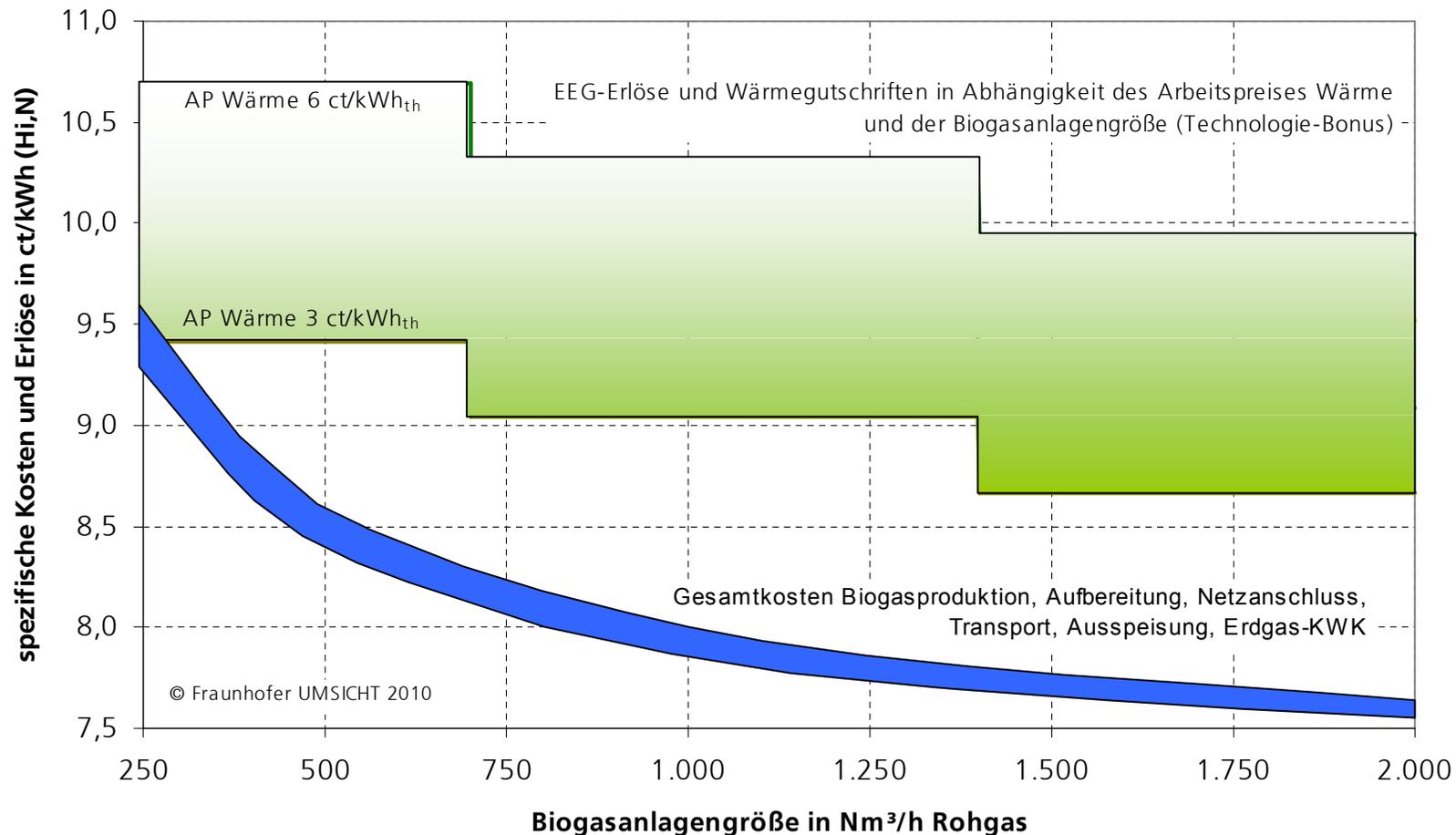
**Biogasanlage mit einer Gasleistung
von 1.000 Nm³/h Rohgas**

- Kostenverteilung in hohem Maße abhängig von Anlagengröße
- Kosten Netzanschluss und Aufbereitung steigen überproportional mit abnehmender Anlagengröße

Kosten Netzanschluss - Schwankungsbreiten

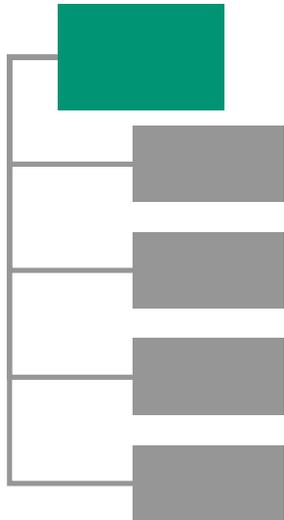


Gesamtergebnis Wirtschaftlichkeit



Derzeitige Biomethanmarktpreise zw. 8,8 - 7,7 ct/kWh Hi,n (8-7 ct/kWh Hs), Tendenz sinkend

Übersicht



■ Biogasauflbereitungstechnologien

- Verfahrenvergleich
- aktuelle Verfahrensentwicklungen

■ Wirtschaftlichkeit

- Kosten Biomethanherzeugung
- Sensitivitäten

■ Netzanschluss

- Umsetzungsfragen, offene Punkte
- Auswirkungen auf den Netzbetrieb

Umsetzungsfragen GasNZV

- Zeitverzögerungen aufgrund zu geringer Praxiserfahrungen der Beteiligten vorprogrammiert (O-Ton: „Das unterschriftsreife Verhandeln des 1. NAV dauerte 1,5 Jahre, der 2. Vertrag 3 Stunden!“
 - unklare Verantwortungsbereiche bzw. Schnittstellendefinitionen und formale Fragen (z.B. Rechte u. Pflichten; Haftung, Planung u. Durchführung Netzanschlussprüfung) → Wer trägt welche Kosten?
 - Fristen der GasNZV werden häufig ausgenutzt. Gründe: Verunsicherung, Kommunikationsprobleme, Verweigerungshaltung, überhöhte Anforderungen, Überlastung
 - Derzeit hohe Gefahr des Projektverzugs, Empfehlung: Umsetzungsplanung mit Netzanschluss beginnen
- Zahlreiche technische Fragen: über DVGW G260/G262 hinausgehende Anforderungen an Biomethanqualität, Redundanz, Netzkompatibilität
 - Redundanzfragen führen häufig zur Kostenexplosion

Netzkompatibilität - Erdgasqualitäten

- In Deutschland 5 Erdgasqualitäten verteilt, Brennwertanpassung nötig bei AG
 problematisch H-Gas Verbund, Nordsee wegen LPG-Mengen
 Bsp.: LPG-Zugabe <5%, dann $CH_{4,min} >98\%$ bei EG-Verbund

	Einheit	EG-H (Nordsee)	EG-H (Verbund)	EG-H (GUS)	EG-L (Holland)	EG-L (Verbund)
CO₂	Vol.-%	1.53	1.18	0.08	1.27	1.22
N₂	Vol.-%	1.10	4.48	0.81	10.64	10.01
CH₄	Vol.-%	86.54	87.74	98.31	83.35	84.40
C₂H₆	Vol.-%	8.02	4.86	0.50	3.71	3.14
C₃H₈	Vol.-%	2.06	1.21	0.19	0.70	0.61
C₄H₁₀	Vol.-%	0.60	0.35	0.08	0.22	0.19
H_{S,n}	kWh/m ³	11.99	11.16	11.07	10.26	10.23
H_{I,n}	kWh/m ³	10.85	10.09	9.98	9.27	9.24
Dichte	kg/m ³	0.84	0.81	0.73	0.83	0.82
rel. Dichte	-	0.65	0.63	0.57	0.64	0.63
W_{S,n}	kWh/m ³	14.91	14.08	14.72	12.81	12.86

LPG-Zugabe limitiert
 DIN 51624
 (6% Propan, 2% Butan)
 G486-B2, AGA8-DC92
 butanarmes Gas nötig
 Eichgrenzen PGC

Netzkompatibilität (Einhaltung G685)

- GasNZV: Verpflichtung des NB, die Kosten für die Einhaltung G 685 (Gasabrechnung, eichrechtlich zulässige Brennwertschwankungen in der öffentlichen Gasversorgung, Brenngaskonditionierung) zu tragen
- Austauschgaseinspeisung mit LPG-Konditionierung bisher der Regelfall, perspektivisch aufgrund der hohen Kosten jedoch problematisch
Bsp: 6 Mrd. m³/a Biomethan in 2020 zzgl. 3% Ø LPG-Zugabe, LPG 500€/t, reine LPG-Kosten 184 Mio. €/a (worst case-Szenario)
- Neue Wege der Brenngaskonditionierung nötig, jedoch abhängig von Netzebene
 - LPG-Konditionierung
 - Rechnergestützte Brennwertverfolgung
 - Bildung von Brennwertbezirken
 - Einspeisung als Zusatzgas / Austauschgas

Fazit

- **Biogaseinspeisung** ist **EINE** von vielen **Biogasnutzungsoptionen**
- Einspeiseprojekte erfordern grundsätzlich eine vollkommen andere Vorgehensweise und Planung. Größte Herausforderung derzeit:
 - Umsetzung Netzanschluss (GasNZV)
 - Komplexität und Investitionsvolumen solcher Projekte
- Derzeitig ökonomisch und ökologisch sinnvolle Anlagengrößen:
BGA mit mind. 500 Nm³/h Rohbiogas und größer (**Optimum 1.390m³/h**)
- Biogas-Integration in Gasnetzversorgungsstrukturen stellt auch für die Netzbetreiber eine große technische Herausforderung dar.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



Kontakt: Wolfgang Urban

Fraunhofer-Institut UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen

Tel: +49 (0) 208 / 8598-1124

Fax: +49 (0) 208 / 8598-1423

Email: wolfgang.urban@umsicht.fraunhofer.de

www.biogaseinspeisung.de

4. Oberhausener Workshop »Rechtsfragen bei der Einspeisung von Biogas in Gasnetze«

17.-18. Mai 2010 in Oberhausen

Themenschwerpunkte

- Biomethannutzung und Marktanzreizmechanismen, Handel und Zertifizierung
- Genehmigungsrechtliche Aspekte und Raumplanerische Steuerung
- Gasnetzzugang – Umsetzungsfragen GasNZV, Biogasbilanzierung, Netzkompatibilität
- Auswirkungen der Biogaseinspeisung auf den Netzbetrieb

