



IBKE Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft und Energie eG



Optionen für die wirtschaftliche Fortführung des Betriebes
von Biogasanlagen:
Biomethanmarkt und/oder Stromdirektvermarktung?

Dr.-Ing. Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie eG, Weimar)



Wissens-
transfer

Strategie-
beratung



**KOMPETENZNETZWERK
BIOGAS**

Biogas

THG-
Bilanzen

Biomethan





- **Zusätzlich:**
 - Steigende und wechselnde Nachhaltigkeitsanforderungen (RED III)
 - Unklare langfristige Perspektive der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz und sehr unterschiedliche Handlungsweise der Netzbetreiber
 - Sehr unterschiedliche Handlungsweise der Netzbetreiber bei der Stromeinspeisung



- Typische Optionen, in die Betreiber investieren:
 - **Flexibilisierung der Stromerzeugung**
 - **Biogasaufbereitung und Einspeisung von Biomethan**
 - **Beides in Kombination und in Kombination mit Eigenenergiebereitstellung und/oder Beitrag zur kommunalen Wärmeplanung (Satelliten-BHKW oder Wärmenetze)**
 - **Eigenenergiebereitstellung / lokale Energiebereitstellung**
 - **Stilllegung**

- Chancen für nahegelegene Städte und Gemeinden wie auch Industriebetriebe:
 - Ganzjährige sichere Grundlast-Energiebereitstellung mit einem Potenzial von meist 10 – 30 GWh pro Jahr und Standort
 - Wärmenetzbetrieb bei unverändertem Temperaturniveau
 - Installation EEG-Neuanlage durch Rohbiogasleitung von Bestandsstandort(en) der Biogaserzeugung zum Wärmenetzstandort
 - Verlagerung der Biogaserzeugung (in begrenztem Umfang) in die Wintermonate
 - Falls sehr hoher Wärmebedarf ganzjährig gegeben: Rohbiogaskessel als Option berücksichtigen!
 - Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität zur Verteilung von Biomethan zur Erfüllung des Gebäude-Modernisierungsgesetzes z.B. in der Innenstadt
 - Beitrag zur lokalen Versorgungssicherheit



Grundvoraussetzungen:

- Wille zum Weiterbetrieb (mit geringeren Erträgen als bisher)
- Netzanschluss mit Zubauleistung
- Genehmigungsfähigkeit Anlagenstandort für Erweiterung
- Fläche für Erweiterung
- Zeit -> Genehmigung, Bau, Netzanschluss, ggf. eigene Stromleitung zum Netz

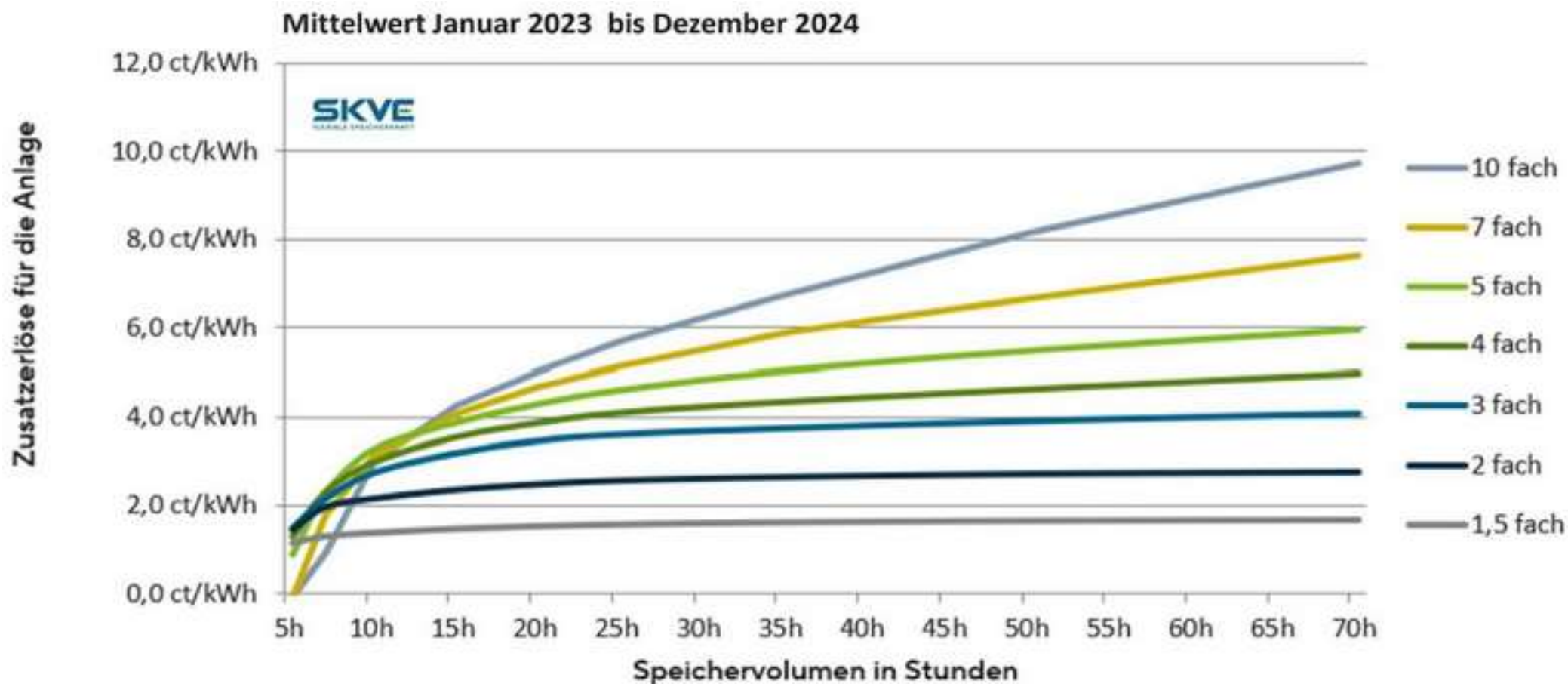
Annahmen zu Kosten für Anlagenbetrieb:

- Substratkosten: Wirtschaftsdünger 1-2 €/t; Maissilage 35 €/t
- Strombezug 21 ct/kWh
- Teuerungsraten: 2,0 % bzw. 3,0 % für Energie
- Mischzinsen für Investitionen 4,0 %
- Tilgungsdauer für Investitionen 10 Jahre
- Wartungskosten für neue Komponenten zwischen 1,0 und 8,0 % je nach Komponente

Annahmen zu Erträgen aus Anlagenbetrieb:

- EEG-Zuschlag nach Ausschreibung: 19,04 ct/kWh (4 % Abschlag vom Höchstwert mit 19,83 ct/kWh)
- Flexibilitätszuschlag: 100 €/kW installierter Leistung (50 €/kW für Flexprämienleistung)
- zusätzliche Direktvermarktungserlöse nach Erfahrungswerten der SKVEWärmeerlöse aus interner und externer Wärmenutzung: 8,50 ct/kWh – muss realistisch sein!!

Erfahrungen mit Zusatzerlösen aus Direktvermarktung

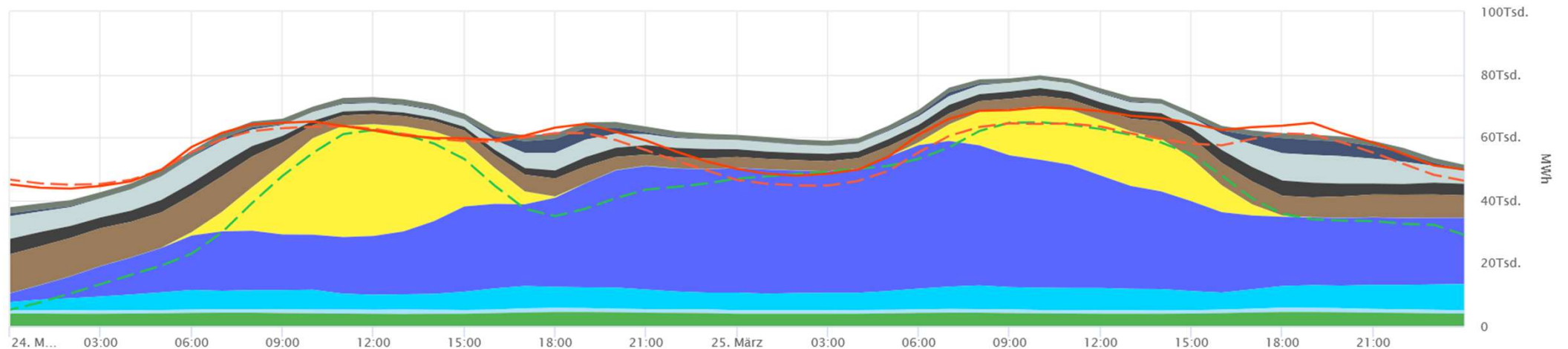
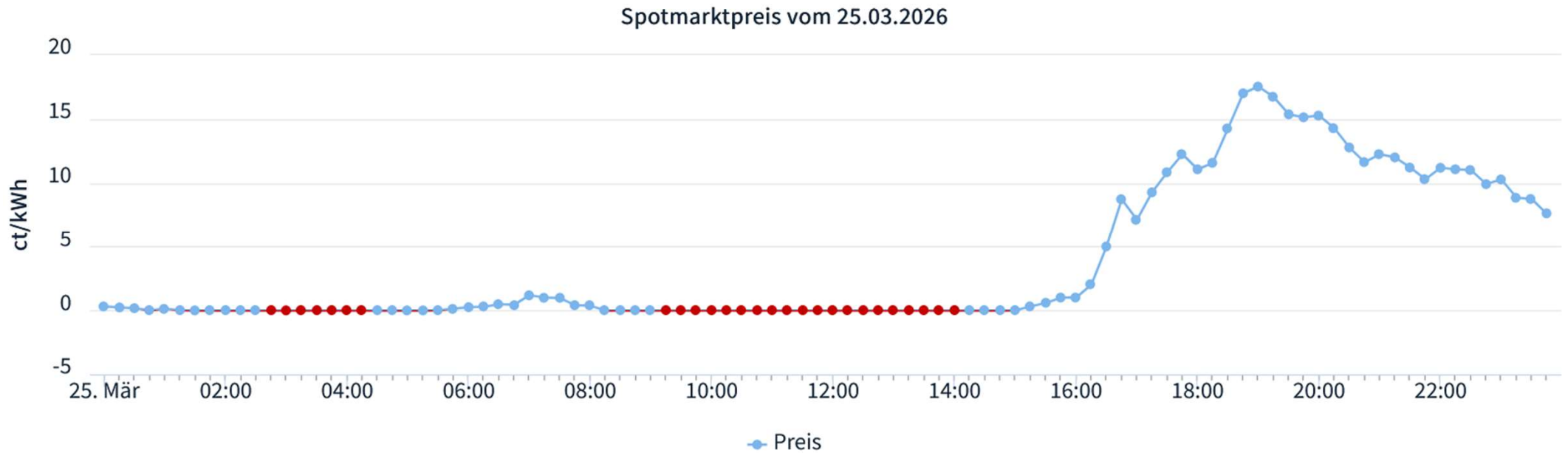


Speichervolumen:	mess- und nutzbares Biogas- (und Wärme-)volumen in Stunden Ausschaltzeit
Bebauungsfaktor:	installierte Leistung / Bemessungsleistung
Nicht berücksichtigt:	Wirkungsgradunterschiede und BHKW-Verfügbarkeit
Zusatzerlöse:	reine Fahrplanerlöse , enthält keine Erlöse aus der Marktprämie
Verrechnung:	Anteile des Direktvermarkters und SKVE bereits abgezogen

Spotmarktpreis -> Basis für fremdgesteuerten BHKW-Betrieb



Viertelstündliche Spotmarktpreise vom 25.03.2026 (Netztransparenz.de)



Anlagenbeispiel Flexibilisierung



IBKE Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft und Energie eG

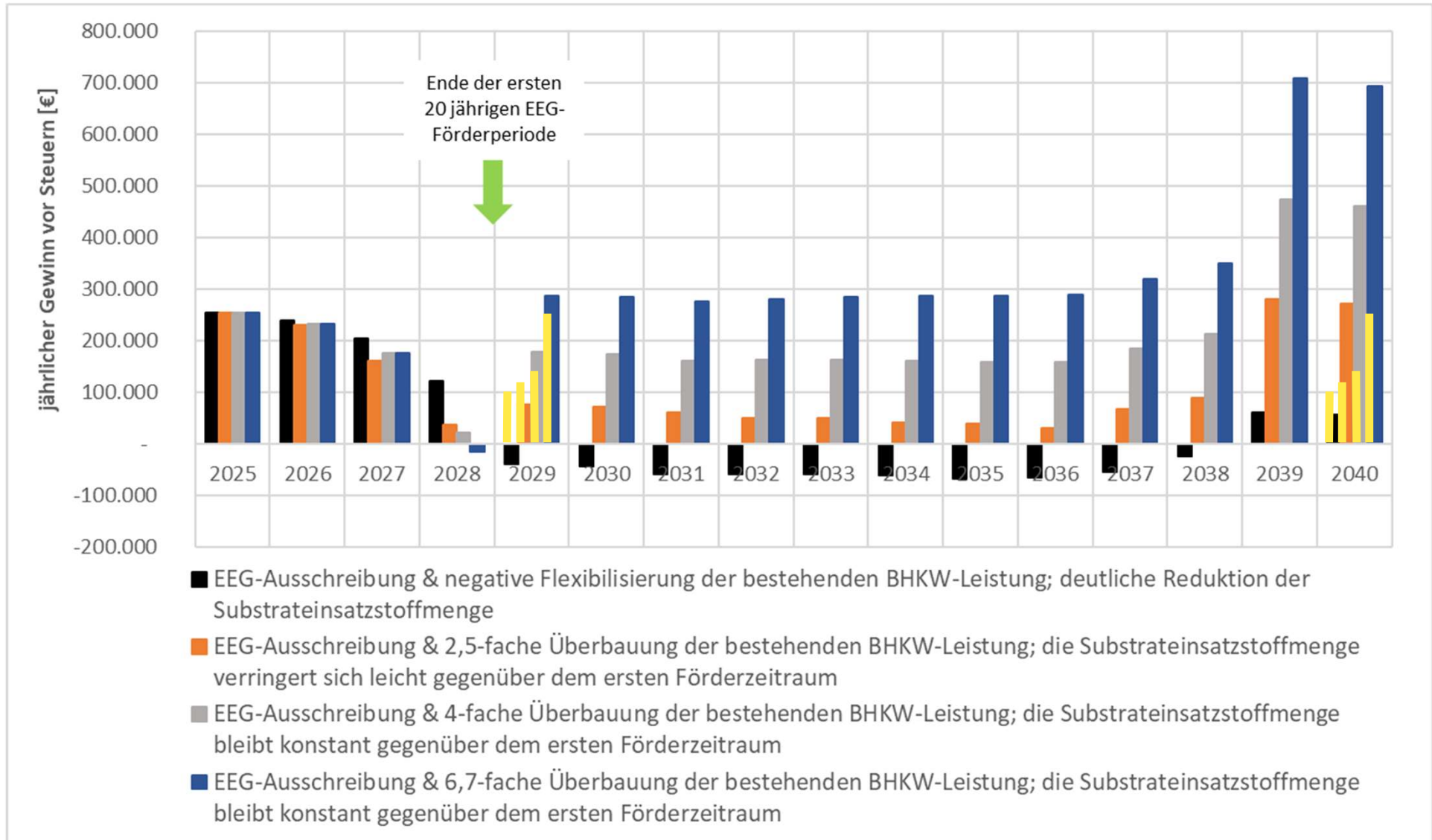


Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Flexibilisierung bisherige 500 kWel-Anlage



Wirtschaftliches Gesamtergebnis bei 1,3 – 4,2 Mio € Investitionshöhe; DV-Erlösanteil gelb



Mögliche charmante Lösung: Rohbiogasleitungen und -netze

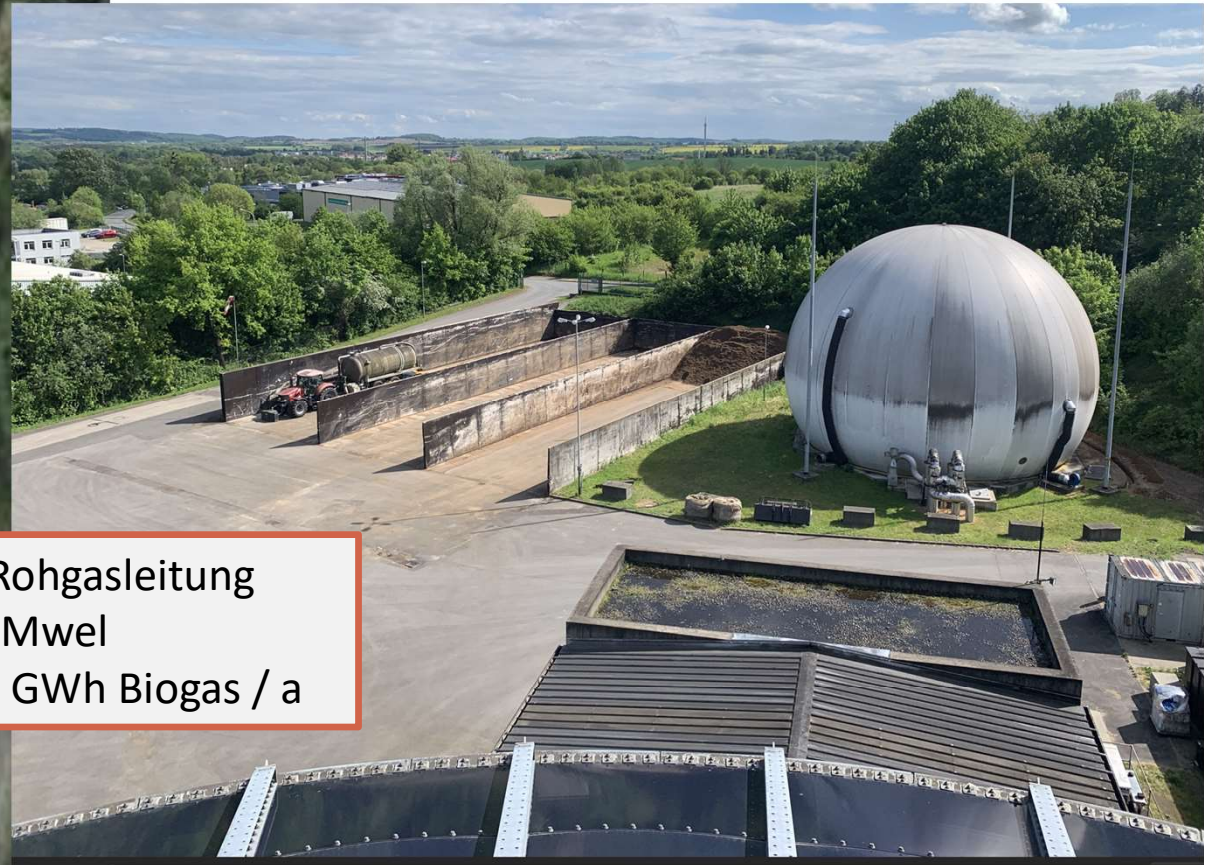


- Für Anlagenbetreiber und Energieversorger interessante Alternative zur weiteren Stromerzeugung oder Biogasaufbereitung weil:
 - Kein BHKW-Betrieb mehr
 - Im Fall der reinen Wärmeerzeugung keine einschränkenden Anforderungen an zukünftigen Anlagenbetrieb aus EEG und Biomethan-Regelwerk
 - Fokussierung auf biologischen Produktionsbetrieb
 - Weitere Nutzung der Substrat-Ressourcen
 - Kontinuierliche parallele Einkommensquelle zur originären Landwirtschaft mit verminderter Marktabhängigkeit
- Für Energieversorger interessante Option
 - Gesicherte erneuerbare Energiequelle zum Fixpreis
 - Absicherung Grundlast langfristig oder flexible Energiebereitstellung möglich
 - Technologieverfügbarkeit ohne wesentlichen Genehmigungsaufwand
 - Ausgelagerter Produktionsbetrieb
 - Verwendung konventioneller Technologie (BHKW, Kessel) im Bestandsnetz

Beispiel: Stadtwerke Teterow Betrieb von 4 BHKW mit Rohbiogas



IBKE Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft und Energie eG



3 km Rohgasleitung
2,733 Mwe
Ca. 54 GWh Biogas / a



Grundvoraussetzungen:

- Gasnetzzugang (aktuell NABIO statt GasNZV); Abhängigkeit vom Willen und der Flexibilität des Netzbetreibers
- Genehmigungsfähigkeit Anlagenstandort (typischerweise unkritisch)
- Absatzverträge: Bankenwünschen vs. Marktdynamik
- Zeit -> Genehmigung, Bau, Netzanschluss

Vorteile:

- Weiterhin 24/7 Produktionsbetrieb möglich
- Größtes „Sorgenkind“ BHKW nicht mehr erforderlich
- Investition inzwischen vergleichbar mit Flexibilisierung oder sogar geringer
- Geringere Abhängigkeit von nur deutschem Rechtsrahmen

Nachteile:

- Keine garantierten Erlöse (freier Markt) – ist aber eher als Chance zu sehen!
- Hohe Nachhaltigkeitsanforderungen
- Abhängigkeit von Zugang und Existenz des Gasnetzes

- Deutliche Nachwirkungen bmp- und Landwärme-Insolvenz
- Handel mit betrügerischen Treibhausgas-Quoten im Kraftstoffbereich wirkt nach
- Aber ganz wesentlich: Keine klaren politische Aussagen zur Perspektive von Biomethan in Deutschland
- Problem: langfristig liegen Biomethanproduktionskosten deutlich oberhalb fossiler Methanpreise
- **Kraftstoffsektor:** Bedarf für CNG- und LNG-Tankstellen weitestgehend gedeckt aber Nachfrage Maritim steigt massiv
- **EEG-Stromerzeugung aus Biomethan:** Rückgang in Bestandsanlagen, kaum Neuanlagen zu beobachten und zu erwarten
- **Wärmesektor:** Zunahmen sichtbar, aber wesentliche Zunahmen erst ab 2029 zu erwarten
- **Industrie (ETS):** CO₂-Zertifikatspreise (noch) nicht attraktiv für Biomethaneinsatz, aber freiwilliger Einsatz
- **International:** Nachfrage deutlich steigend
- **Schiffsverkehr (LNG):** Nachfrage wirkt deutlich – aber nur für Gas aus Gülle



Gülle/Mist – Biomethan

(- 100 g_{CO₂equ.}/MJ THG)

- ca. 12-14 ct/kWh_{Hs}
- Verträge 1-8 Jahre

NawaRo – Biomethan

(30 g_{CO₂equ.}/MJ THG)

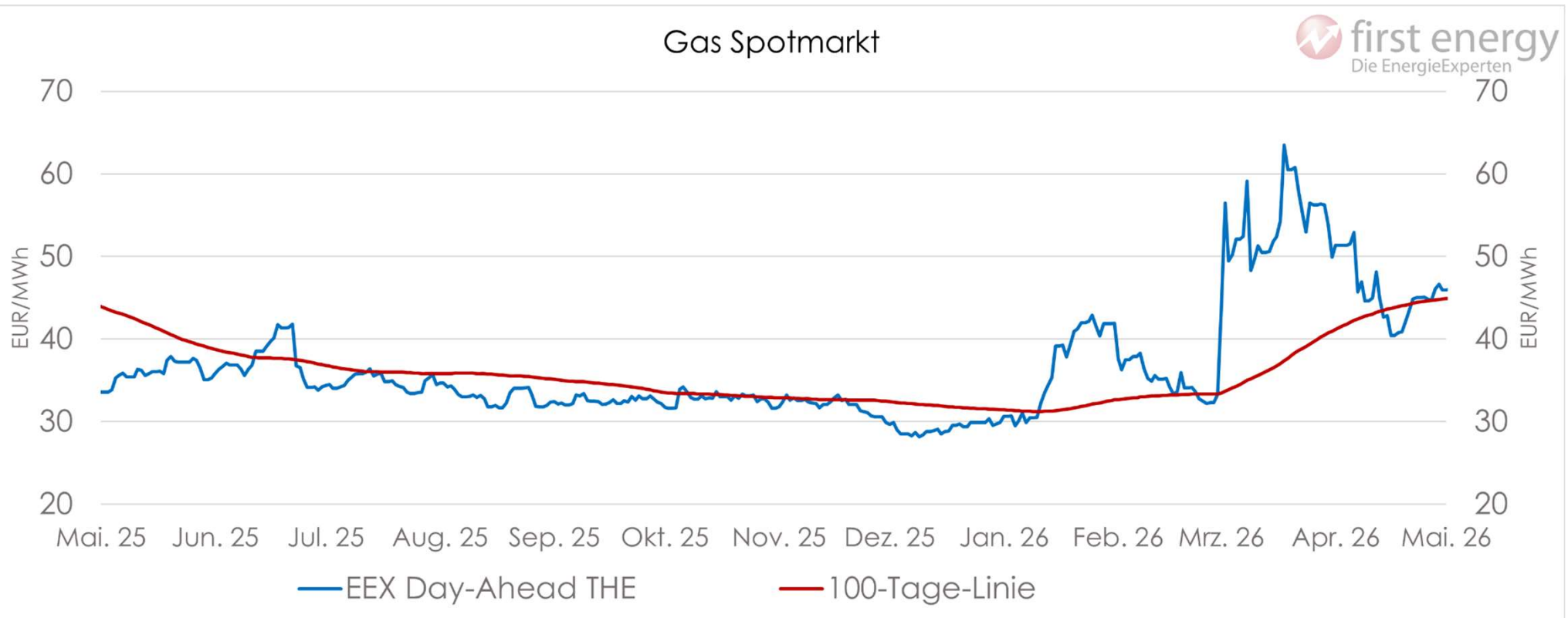
- Einsatz im EEG- oder Wärme-Sektor
- ca. 7 bis 8,3 ct/kWh_{Hs}
- Abnahmeverträge 1-5 Jahre

Reststoff – Biomethan

(5-15 g_{CO₂equ.}/MJ THG)

- Einsatzsektor offen
- ca. 7,5 bis 9,0 ct/kWh_{Hs}
- Abnahmeverträge 3->5 Jahre

- **Achtung: Bezug Energiemenge auf Brennwert und Heizwert unterscheidet sich!!**
- Erlös zunehmend abhängig vom Treibhausgasminderungspotential des Biomethans und Erfüllung diverser Kriterien
- THG-Quotenpreis bestimmt Biomethanerlös für Gülle-/Mist-Biomethan maßgeblich
- Mindestens bis 2027: zusätzlicher Erlös aus vermiedenen Netznutzungsentgelten 0,7 ct/kWh_{Hs}



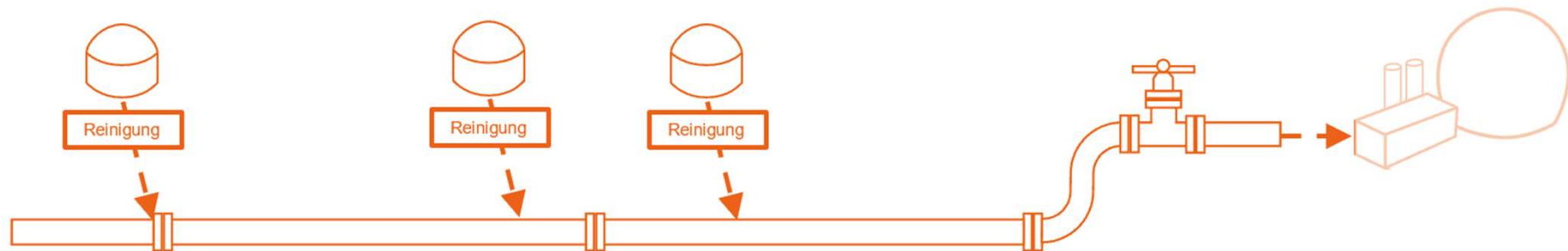
Aber:

- Produktionskosten Rohbiogas: 40-70 €/MWh_{Hs}
- Plus Biogasaufbereitung und Einspeisung: 20-35 €/MWh_{Hs}
- **Gesamtbereitstellungskosten Biomethan im Gasnetz: 60 – 105 €/MWh_{Hs}**
- **Wirtschaftlichkeitslücke: 20 – 65 €/MWh_{Hs}**

- Meist sehr sauberer CO₂-Offgasstrom verfügbar
- Bewährte Technologien, aber Mindestgröße, ca 500 m³/h Rohbiogas
- Wirtschaftlichkeit nicht allein durch CO₂-Absatz gegeben, erzielte THG-Minderung muss vergütet sein
- Möglichkeit, Mindest-THG-Einsparung von 80% zu erzielen



- Biomethanabsatz Nawaro-Gas aktuell stagnierend, interessanter Markt nur im Bereich Biomethan aus Gülle und Mist sowie Abfall.
- Wirtschaftlichkeit für Biomethan als Kraftstoff gut möglich – **und noch besser, wenn Absatz durch Produzenten sichergestellt werden kann!!**
- Interessante, aber auch komplexe Lösung: Rohbiogasnetze / Cluster



- Europäisches Biomethanpreisniveau wird **perspektivisch** bei 85-100 €/MWh erwartet – ist aber von staatlichen Anreizen und Vorgaben abhängig.
- Vermarktungs- und Zertifizierungsprozess sind aufwändig und komplex
- Politikarbeit aktuell sehr wichtig – Grüngasquote ist als Chance zu sehen.

- Biogas ist ein vielfach vorhandener Energieträger, der zu tolerablen Kosten bereitgestellt werden kann – grundlastfähig und auf Basis bewährter Technologien.
- Es gibt eine Vielfalt an möglichen Lösungen, Wärme aus Biogas für Gemeinden bereitzustellen.
- Biomethan ist eine Option, Erdgas 1:1 zu ersetzen
- Die Bereitstellung ist in Bestandsanlagen, aber auch in Neuanlagen möglich

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit! Gibt es Fragen?

Infobroschüre: Zukunftsfähige Energieversorgung mit Bioenergie in Gewerbe und Industrie

https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/bioenergie/broschuere_zukunftsfaeheige_energieversorgung_mit_bioenergie.pdf

Leitfaden Flexibilisierung von Biogasanlagen

https://tlllr.thueringen.de/fileadmin/TLLLR/Themen/Landwirtschaft/Pflanzenproduktion/NawaRo/2026_Factsheet_1_Rechtliche_Anforderungen.pdf

Leitfaden zur Installation und Betrieb von Rohbiogasnetzen

https://tlllr.thueringen.de/fileadmin/TLLLR/Themen/Landwirtschaft/Pflanzenproduktion/NawaRo/Leitfaden_Rohbiogas-Sammelleitungen.pdf

Coming soon – Leitfaden zur Wärmebereitstellung aus Biogas in Kommunen:

<http://tlllr.thueringen.de/landwirtschaft/pflanzenproduktion/nawaro/biogas>



Biogas – Schlüsseltechnologie im Energiesystem und Stoffkreislauf der Zukunft



**KOMPETENZNETZWERK
BIOGAS**

www.biogaskompetenz.de



BIOGASTHÜRINGEN.DE



**Fachverband
BIOGAS**

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie eG

Steubenstr. 23, D-99423 Weimar

Tel +49 (0)3643 – 544 89 120

Fax +49 (0)3643 - 544 89 129

info@biogasundenergie.de

23.06.26 - Biomethantag Weimar
www.biogas-thueringen.de

