



Biogas für die Altstadt Weissenburg

Zukunftskonzept für
Biogasanlagen und
Stadtwerke in Weissenburg

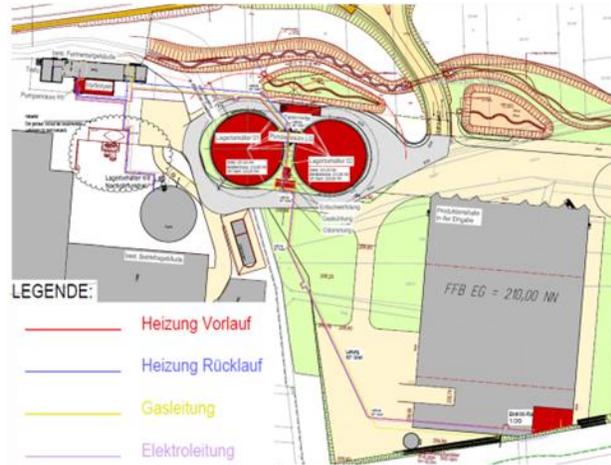
Christoph Lange, M.Sc.
Projektleiter

Ingenieurbüro Rückert GmbH

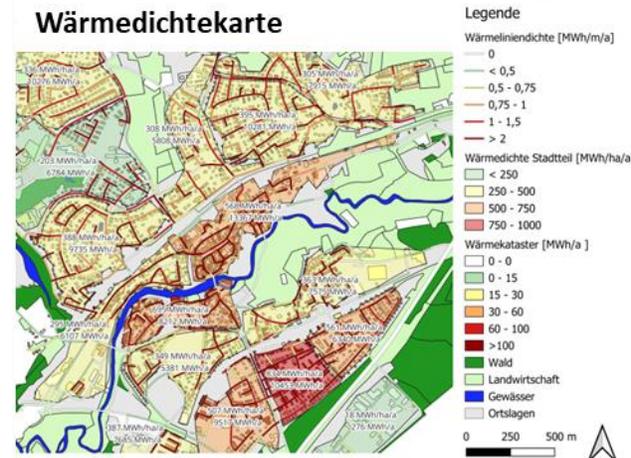
Umwelttechnik & Biogas



Energietechnik & Klärschlamm



Ingenieur- & Planungsbüro



Ingenieurbüro Rückert GmbH

Bereiche

- Energieerzeugungsanlagen
- verfahrenstechnische Anlagen
- Ferngas-, Wärme- und Biogasleitungen
- Hallen, Gebäude, Außenanlagen

- Unabhängige Beratung
- Machbarkeitsstudien, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- kommunale Wärmeplanung, Transformationsplanung
- Standortentwicklung / Projektierung
- Planung in allen Leistungsphasen (HOAI)
 - u.a. Genehmigungsplanung Baurecht oder BImSchV
- Begleitung Inbetriebnahme

Herausforderung



Beraten. Planen. Lösen.

INGENIEURBÜRO RÜCKERT



Wie gelingt die Wärmewende in einer dicht bebauten Altstadt mit einer Vielzahl an denkmalgeschützten Gebäuden?

Können die bestehenden Biogasanlagen Teil der Lösung sein und eine GEG-konforme Wärmeversorgung langfristig sicherstellen?



Agenda

1. Ausgangslage
 1. Altstadt
 2. Biogasanlagen
 3. GEG
2. Dimensionierung und Leitungsführung
3. Kosten der Biomethanbereitstellung und Einflussfaktoren
4. Erlösoptionen der BGA-Betreiber
5. THG-Emissionen
6. Zusammenfassung

Ausgangslage in Weißenburg

Altstadt-Voraussetzungen:

- intakte mittelalterliche Altstadt - Denkmalschutz-Ensemble (ca. 550 Gebäude)
 - Energetische Sanierungsmaßnahmen (Dämmung, Fenstertausch) nur sehr begrenzt umsetzbar
 - → Vorlauftemperaturen-Absenkung kaum möglich
 - Solarthermie/PV-Konzept für Denkmalschutz schließt viele Gebäude aus
 - **Hoher langfristig verbleibender Endenergiebedarf**
- Dichte Bebauung, Schallschutz, Grundwasserschutz:
 - Wärmepumpen (Luft- wegen Schall und Sole/Erdwärme wegen Grundwasser) meist nicht möglich
- Straßen mit hoher Leitungsdichte und Pflaster auf Beton: ca. 45 cm (autogerecht)
 - Ausbau Wärmenetz oder Stromnetzverstärkung sehr schwer möglich
 - Kaum Platz für neue Heizzentrale oder Trafo-Stationen
 - Kosten für Leitungsbau Fernwärme 2000-3000 €/m erwartet
 - Hausanschlüsse kompliziert (nicht unterkellerte Objekte, Durchführung unterhalb der Bodenplatte)

Bestehendes Gasnetz:

- Gasnetz deckt > 95 % der Verbraucher ab
- Gasverbrauch Altstadt: 20 GWh (H_i)



Oben: Von Mef.ellingen2011, CC BY-SA 3.0,
Unten: Von Tilman2007, CC BY-SA 3.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=23495136>



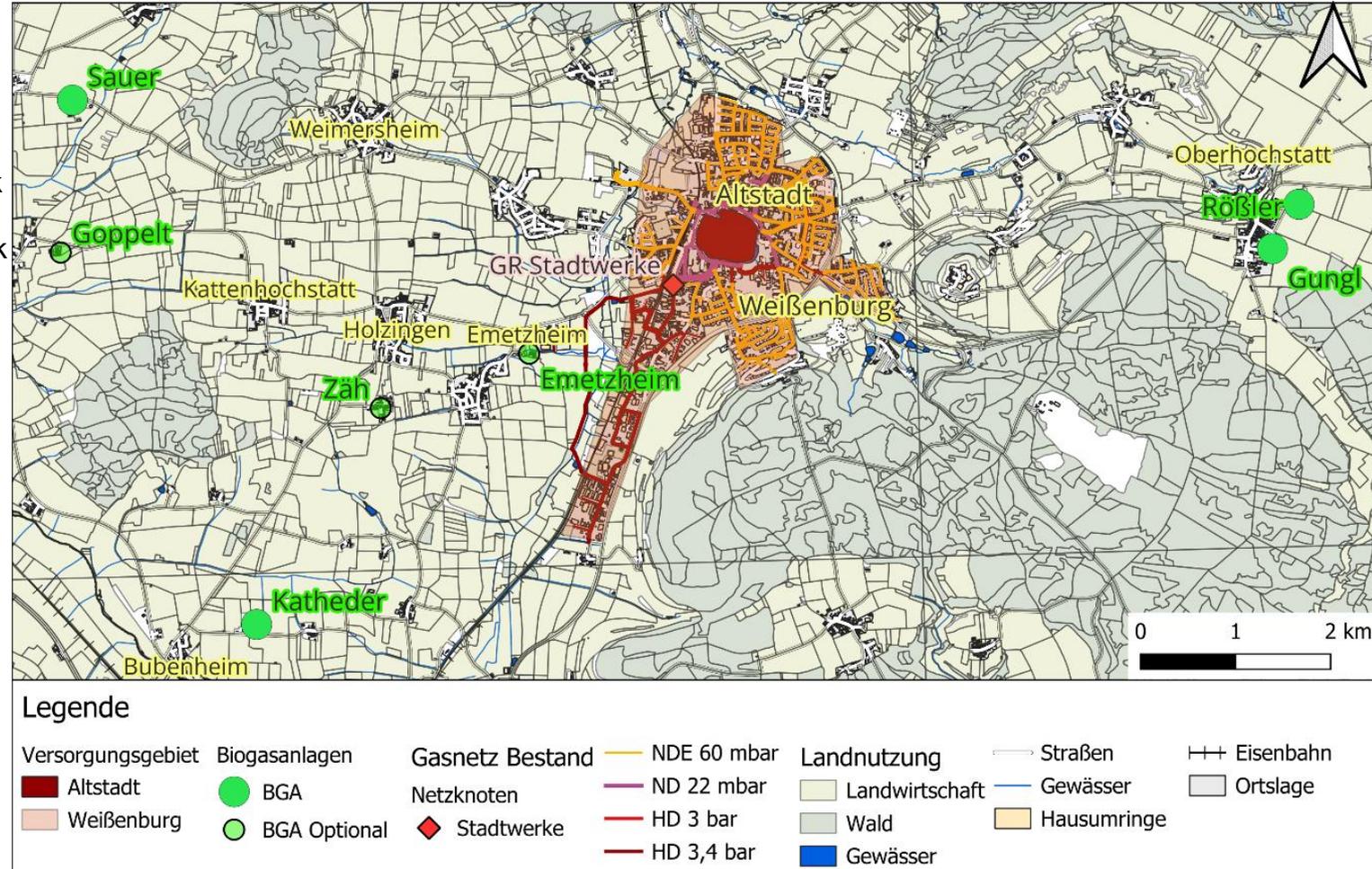
Ausgangslage – Altstadt und Biogas

Biogas-Voraussetzungen:

- 4 BGA mit 55 GWh (H_i) Biogas aktuell
- Altstadt-Gasbedarf: 20 GWh; 8,3 MW_{Peak}
- entspricht 3,9 Mio. Nm³/a; 1.600 m³/h_{Peak}
- ca. 500 kleine Verbraucher < 50 kW
→ Biogasaufbereitung nötig

Gasnetz:

- Altstadt-Gasnetz deckt > 95 % ab
- Hochdruckschiene auf 3,4 bar
- Niederdruckschiene auf 22/60 mbar



Ausgangslage – jährliche Biogasproduktion

- 4 NawaRo-Anlagen mit > 30 % Gülleeinsatz
- 20-jährige EEG-Vergütung läuft Ende 2025 (Westen) bzw. Ende 2026/2029 (Osten) aus
- Westen: bisher 3 erfolglose Gebote für EEG-Anschlussförderung

	Jahreswerte	Osten	Westen	GWh H _i
	Biogas in GWh H _i	Gungl + Rößler	Kathedr + Sauer	Summe
Erzeugung	Aktuelle Erzeugung	23,5	31,3	54,9
	Maximale Erzeugung	46,5	33,9	80,4
	Maximale Abgabe/ Erzeugung ab wann möglich?	ab 2030/2027 Post-EEG bzw. Erweiterung	ab 2026/31 Post-EEG BGA/Satellit	
	Sofortige Abgabe	11,9 ab sofort	9,2 ab sofort	21,1
Abgabe	Mittelfristige Abgabe	19,5 ab 2027	17,9 ab 2026	37,4
	Langfristige Abgabe	40,3 ab 2030	19,6 ab 2031	60,0

Basis für Auslegung:

→ mittelfristige Abgabemenge, zeitnah ohne große Umbaumaßnahmen erreichbar

Ausgangslage – Spitzenlast der Biogasabgabe

	Maximale Leistung	Osten	Westen	MW H _i
	Biogas MW H _i	Gungl & Rößler	Katheder & Sauer	Summe
Abgabe	Winter sofort	1,57	2,12	3,7
	Winter mittelfristig	4,15 ab 2027	4,75 ab 2026	8,9
	Winter langfristig	5,74 ab 2030	5,27 ab 2031	11,0

> 8,3 MW_{Peak} Altstadt

Basis für Auslegung: mittelfristig maximale Leistung

- Dimensionierung Biogasleitung/Biogasaufbereitungsanlage (BGAA**)
- 848 bzw.. 912 Nm³/h Biogas im Maximum Osten/Westen
- 442 bzw. 406 Nm³/h Biogas im Mittel Osten/Westen
- **Auslegung BGAA auf 800 Nm³/h pro BGA-Paar im Osten/Westen**
- nahezu Vollauslastung im Winter, reduzierte Einsatzstunden im Sommer

*BGA = Biogasanlage

*BGAA = Biogasaufbereitungsanlage



GEG-Anforderungen für Biomethan

- Heizung mit Biomethan erfüllt die 65 %-Erneuerbare Energie-Vorgabe aus GEG §71f (1) pauschal
 - Biomethan aus Bestandsanlagen: **keine Begrenzung der Einsatzstoffe**
 - Biomethan aus Neuanlagen $> 1 \text{ MW}_{\text{el,installiert}}$: $< 40 \%$ **Getreidekorn oder Mais** möglich
 - Aufbereitung und Erzeugung des Biogas/Biomethans*: Prozesswärme für Aufbereitung und Erzeugung muss aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden (z.B. Biogas oder Hackschnitzel bei Aminwäsche)
- Eine Biomethan-Beimischung von 65 % zum Erdgas erfüllt die GEG-Anforderung ebenso
- ACHTUNG: Bei Weiterbetrieb eines EEG-geförderten BHKW gilt Maisdeckel für das gesamte Gas
- Einbau neuer Gasheizung zwischen 1.1.2024 und Beschluss der Wärmeplanung**, wenn kein Wärmenetz kommt:
 - ab 1.1.2029: $> 15 \%$ Biomethananteil notwendig
 - ab 1.1.2035: $> 30 \%$ Biomethananteil
 - ab 1.1.2040: $> 60 \%$ Biomethananteil
- Einbau neuer Gasheizung nach Beschluss der Wärmeplanung mit Einzelversorgung: 65 % Biomethananteil sofort

*nach Anlage 1 Nummer 1 Buchstabe a bis c des EEG 2009 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung

**voraussichtlich Mitte 2025, spätestens 30.06.2028

Leitungsführung und Dimensionierung

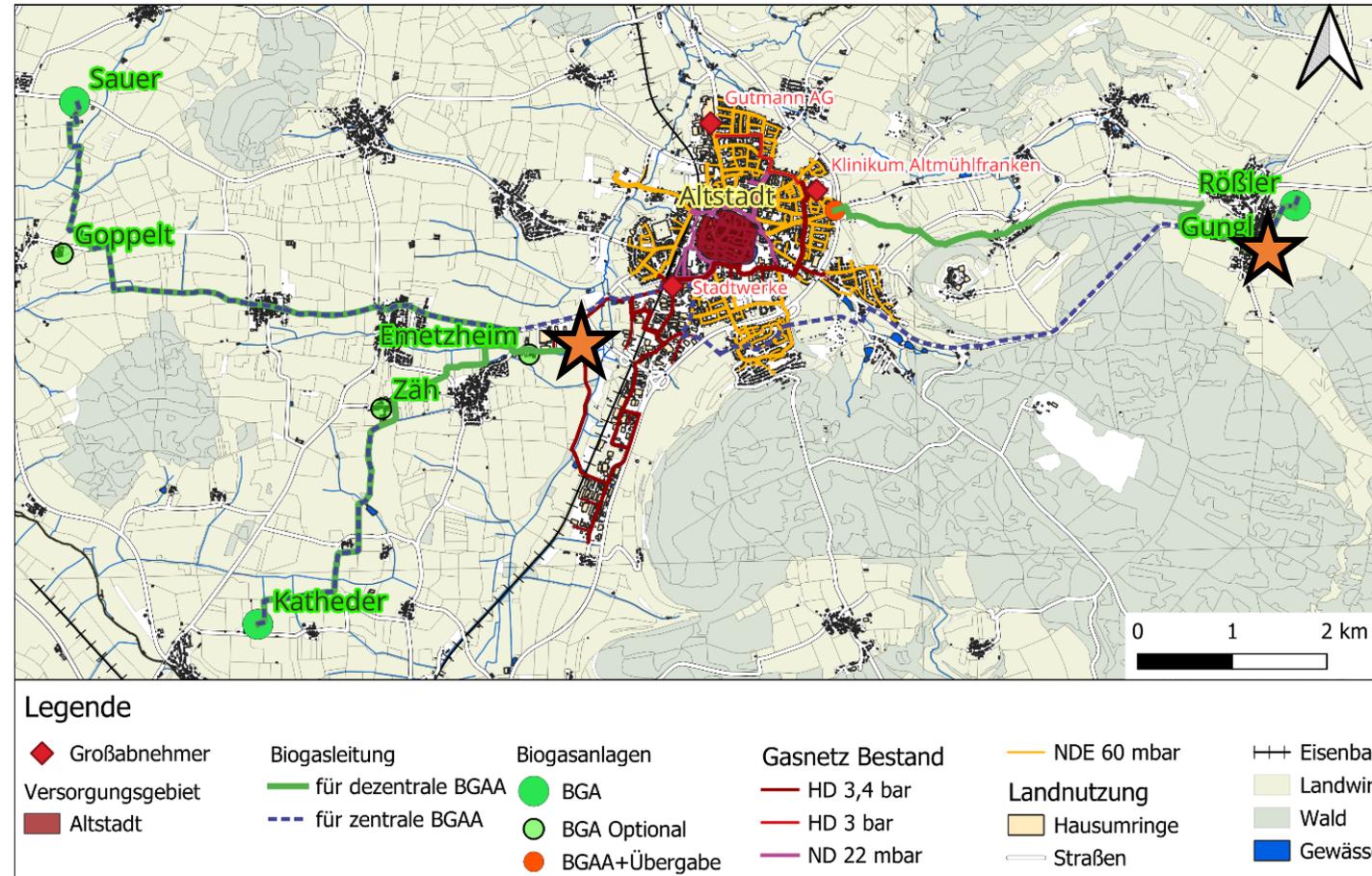
→ ND-Leitung < 200 mbar Druckverlust, HD-Leitung < 300 mbar Druckverlust über Leitungslänge

• Osten:

- 0,6 km Biogas, ND: AD 140 mm, max. 409 Nm³/h Biogas
- 5,7 km Biomethan, HD: AD 110 mm, max. 412 Nm³/h Biomethan

• Westen:

- 5,2 km Biogas Katheder, HD: AD 110 mm, ND: AD 200 mm, max. 435 Nm³/h
- 7,0 km Biogas Sauer, HD: AD 125 mm, ND: AD 225 mm, max. 481 Nm³/h
- 0,8 km Biogas vereinigt, HD: AD 140 mm, ND: AD 250 mm, max. 916 Nm³/h



→ ND-Leitungen benötigen knapp doppelten Durchmesser ggü. HD-Leitungen (AD 250 mm ggü. AD 110/125) für 800 Nm³/h

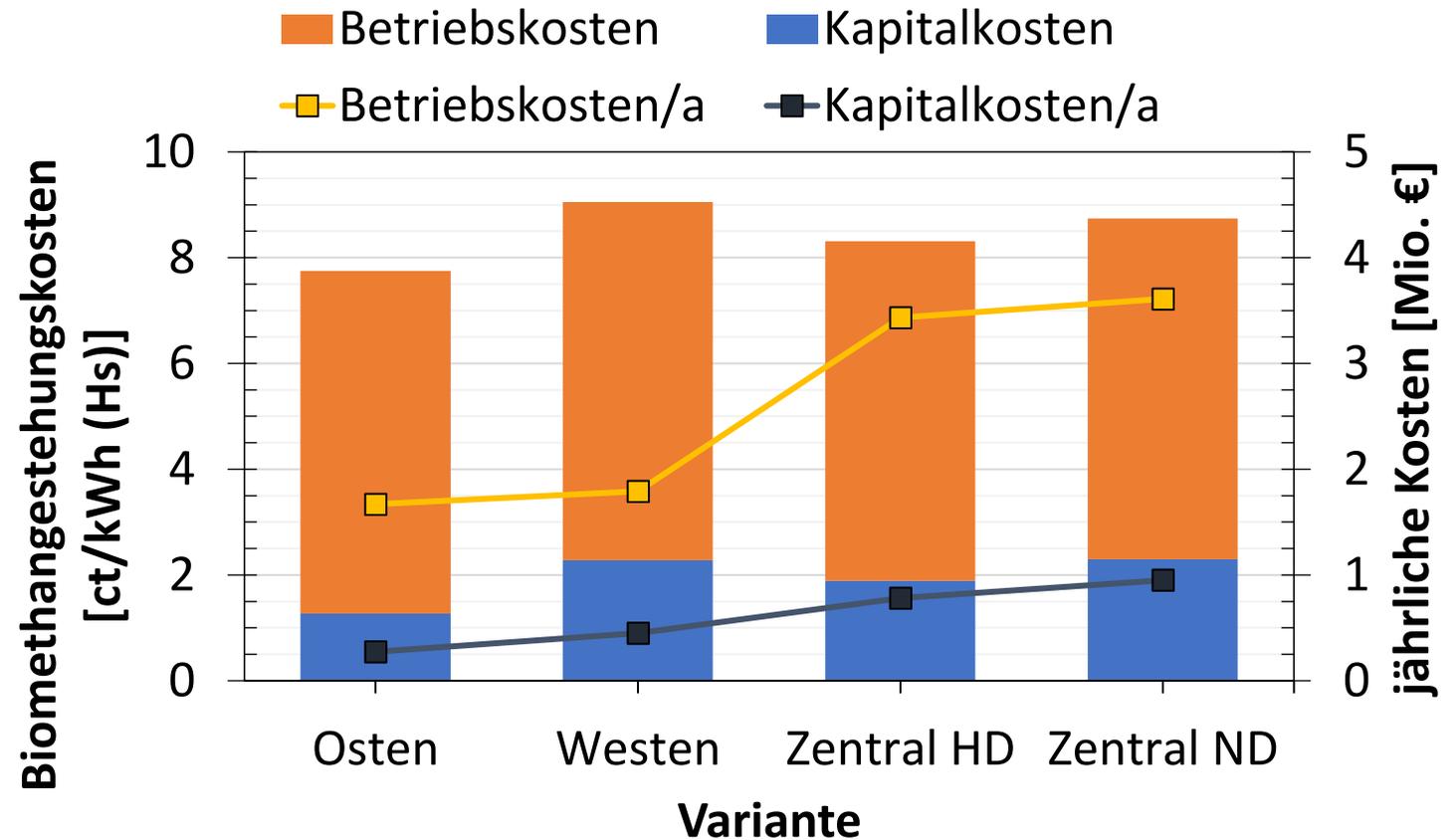
Kosten der Biomethanbereitstellung

		Benennung:	Osten	Westen
		Einspeisung bei:	BGA Gungl	Gewerbegebiet West II
		BGA-Betreiber:	Gungl & Rößler	Sauer & Katheder
einmalige Investitions- kosten	Biomethan-Leitungsbau		726.000 €	15.000 €
	Biogas-Leitungsbau		126.000 €	1.558.000 €
	Leitungsbau pro BGA-Betreiber		154.000 €	781.000 €
	Investition für alle BGA-Betreiber		2.944.000 €	4.868.000 €
	Investition pro BGA		1.472.000 €	2.434.000 €
	Investition Stadtwerke		914.000 €	382.000 €
jährliche Betriebs- kosten	Betriebskosten für alle BGA		1.396.000 €	1.338.000 €
	Betriebskosten pro BGA		698.000 €	669.000 €
	Betriebskosten Stadtwerke		50.000 €	50.000 €
einheitliche Gestehungs- kosten	Kapitalkosten pro kWh		1,3 ct/kWh (H _s)	2,3 ct/kWh (H _s)
	Betriebskosten pro kWh		6,5 ct/kWh (H _s)	6,8 ct/kWh (H _s)
	Biomethan-Gestehungskosten		7,8 ct/kWh (H_s)	9,1 ct/kWh (H_s)
	aufbereitetes Biogas im Mittel		442 Nm ³ /h	406 Nm ³ /h

→ trägt Netzbetreiber
→ trägt BGA-Betreiber

Kosten der Biomethanbereitstellung

- Betriebskosten ca. 3-4x höher als Kapitalkosten
- günstigste Kosten bei kurzer Biogasleitung → im Osten längere Biomethanleitung
- Hochdruckleitung günstiger als ND-Leitung
- zentrale Aufbereitung erreicht mittlere Kosten, erfordert aber hohe Anfangsinvestitionen bei noch geringer Abnahme
 - etwas geringerer Invest für BGAA
 - etwas höherer Invest für Biogasleitungen
 - schwierigere Abstimmung der Leitungsführung in die Stadt

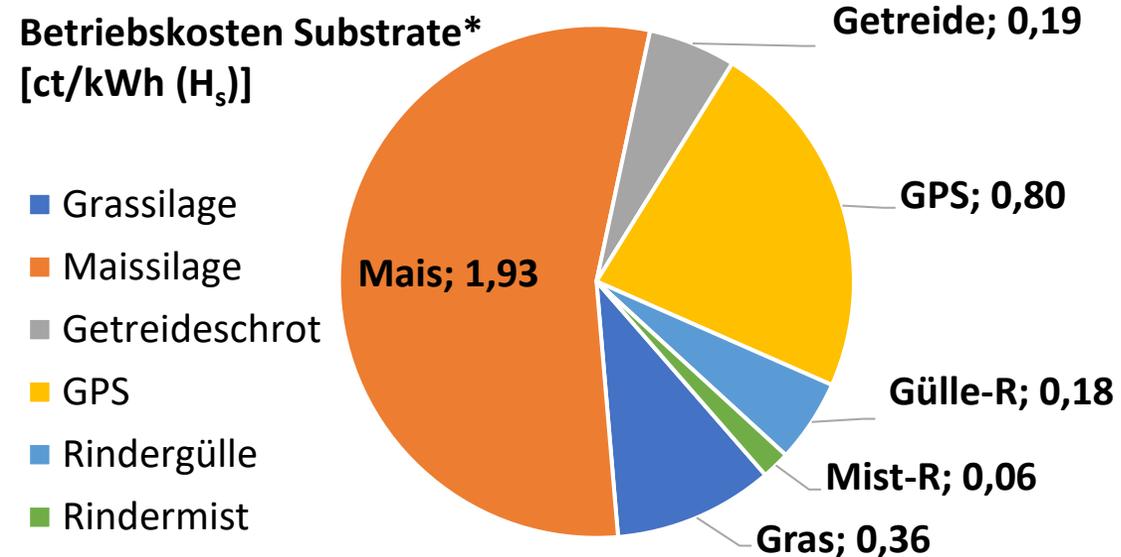
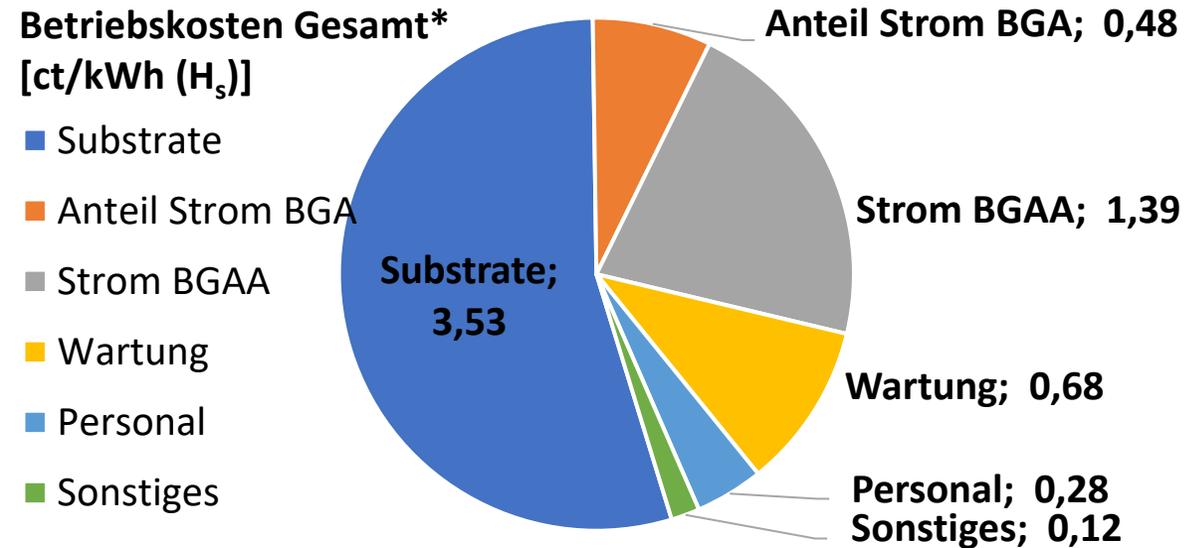




Einflussparameter auf Gestehungskosten

- Reduktion der Biogas-Leitungslängen im Westen reduziert Kapitalkosten um maximal 0,5 ct/kWh (H_s)
- Niederdruckleitungen steigern Kapitalkosten um ca. 0,4 ct/kWh (H_s) ggü Hochdruckleitungen*
- zentrale Aufbereitungsanlage mittelt die Preise der dezentralen BGAA bei 8,4 ct/kWh (H_s)
 - etwas geringerer Invest für BGAA
 - etwas höherer Invest für Biogasleitungen
- Übernahme von Leitungsbaukosten durch die Stadtwerke/Kostenwälzung über Netzentgelte reduziert den Kostenanteil der BGA-Betreiber
- Betriebskosten stark abhängig von Substratkosten (> 50 %), davon > 50 % Mais
- CO_2 -Verflüssigung erhöht Kapitalkosten um knapp 0,95 ct/kWh (H_s)
- bei aktuellen CO_2 -Preisen im Markt von 45 €/t ist die CO_2 -Verflüssigung wirtschaftlich noch nicht darstellbar → Zusatzerlös von 0,66 ct/kWh (H_s)
- **ab 65 €/t decken die Erlöse aus dem CO_2 -Verkauf die erhöhten Kapitalkosten** (15 Jahre finanziert)

Betriebskosten der Biomethanproduktion



Verteilung der Betriebskosten

- Strom für Membrananlage: 20-25 %
- Stromanteil für restliche BGA: ca. 7 %**
- Substratkosten > 50 % , davon
 - > 50 % Mais bei einem Maisanteil von 36 %
 - ca. 25 % GPS
 - andere Substrate je < 10 %
- Wartung 50 % BGA + BGAA: ca. 10 %

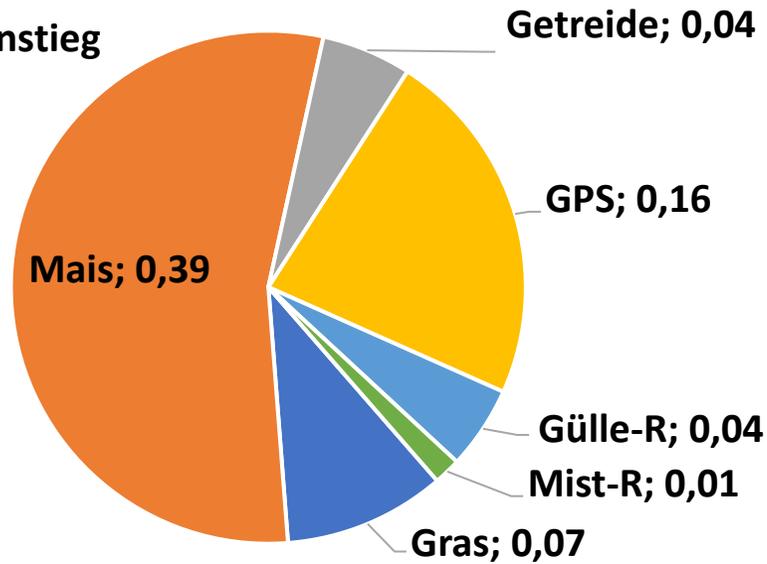
*Zahlen für BGAA im Osten Weißenburgs

**mit 5 % der mit dem Biogas möglichen BHKW-Stromproduktion berücksichtigt → entspricht ca. 50 % des Stromverbrauchs der Gesamt-BGA

Einfluss der Substratpreise auf Gesteungskosten

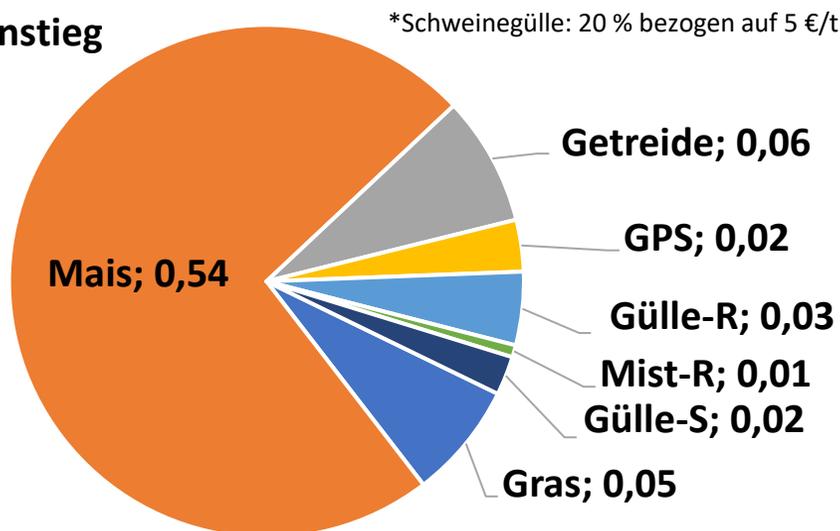
Betriebskosten-Anstieg [ct/kWh (H_s)] Gungl & Rößler

- Grassilage
- Maissilage
- Getreideschrot
- GPS
- Rindergülle
- Rindermist



Betriebskosten-Anstieg [ct/kWh (H_s)] Sauer & Katheder

- Grassilage
- Maissilage
- Getreideschrot
- GPS
- Rindergülle
- Rindermist
- Schweinegülle



Variation der Betriebskosten:

- 20 % Variation der einzelnen Substratpreise beeinflusst Betriebskosten um 0,70-0,75 ct/kWh (H_s)
- Variation der Substratkosten hängt zu 50-70 % am Maispreis
- trotz > 30 % Gülle-Anteil ist der Einfluss auf die Gesteungskosten marginal
- GPS-Anteil an Variation bei knapp 25 %, bei 17 % Massenanteil (im Osten)
- Einfluss anderer Substrate je < 10 % bzw. 0,07 ct/kWh (H_s)



Erlöse der Biomethanproduktion – Bsp. Osten

Erlöse aus:	Preis (Annahme)	Preis ct/kWh (H_s)	Menge/a	€/a
Biomethan physisch		8,50	21,5 GWh (H_s)	1.830.000 €
vermiedene Netzkosten		0,70	21,5 GWh (H_s)	151.000 €
(L-CO ₂) – nicht berücksichtigt	(45 €/t)	(0,66)	(3.170 t)	(143.000 €)
Wärmeverkauf Rückgewinnung	11,0 ct/kWh _{th}	0,21	0,4 GWh (H_s)	45.000 €
(Gärproduktverkauf) – nicht ber.	(10 €/t)	(0,96)	(20.700 t)	(207.000 €)
Gesamt Erlöse		9,41		2.026.000 €

→ 80/60 oder 65/50 °C

Gesamt Betriebskosten		6,48		1.396.000 €
Gesamt Kapitalkosten		1,27		272.000 €
Gesamt Gestehungskosten		7,75		1.668.000 €

- Gewinn vor Steuern im sechsstelligen Bereich möglich bei Komplettabsatz zu diesen Preisen
- Ankerkunde Klinikum Altmühlfranken mit 5,0 GWh (H_s) könnte mit versorgt werden



Erlösoptionen

- Kraftstoffmarkt
 - 6 Jahre Abnahmeverträge des Händlers
 - 8,5-9,5 ct/kWh (Hs)
 - aktuelle Insolvenzen großer Händler
- Wärmemarkt
 - Beispiel: Verkauf zu 8,5 ct/kWh (Hs) an Stadtwerke Weißenburg
 - Teilverkauf zum Start ggf. auch in andere Märkte nötig
 - Bedienung von Industriebetrieben zur Erfüllung von deren Nachhaltigkeitszielen
- EEG-Anschlussförderung
 - 10 Jahre Vergütung
 - 7,8-8,2 ct/kWh (Hs)
 - zzgl. Erlös aus flexibler Fahrweise (0,4-1,8 ct/kWh (Hs))
 - Bezuschlagung nicht garantiert
 - aber ggf. Ausbau der flexiblen Kapazitäten ab 2025

Emissionen und Treibhausgas-Einsparung

- Ersatz von Erdgas durch Biomethan reduziert THG-Emissionen um 55 %
 - Installation einer CO₂-Verflüssigung reduziert THG-Emissionen um weitere 50 %
- eine THG-neutrale Wärmeversorgung ist zukünftig möglich
- eine GEG-konforme Wärmeversorgung ist auch für Kunden mit ab 2024 neu installierter Gasheizung von Beginn an gesichert

Gasart	THG-Emissionen	Einsparung
Erdgas	225 g/kWh (Hs)	-
Biomethan	101 g/kWh (Hs)	55 %
Biomethan mit CO ₂ -Verflüssigung	-11 g/kWh (Hs)	105 %

- ab < 70,2 g/kWh (Hs) entfällt die CO₂-Bepreisung nach BEHG:
 - verminderter Endkundenpreis für Biomethan ggü. Erdgas
 - 2025 bei 55 €/t CO₂-Äquivalent: 1,0 ct/kWh
 - 2030-2035? bei 110 €/t 2,0 ct/kWh



Zusammenfassung

- kostengünstigste Biomethanproduktion von 7,8 ct/kWh (H_s) im Osten Weißenburgs durch hohen Kostenanteil der Stadtwerke und geringere Leitungsbaukosten
- bilanzielle Versorgung Altstadt und Klinikum mit zwei BGA und 800 Nm³/h BGAA möglich
- CO₂-Verflüssigung noch nicht rentabel, erst ab 65 €/t Marktpreis
- **THG-neutrale Wärmeversorgung ist mit Biomethan zukünftig möglich**
- **GEG-konforme Wärmeversorgung wäre in Weißenburg von Beginn an gesichert**
- Bei 8,5 ct/kWh (H_s) Biomethanpreis ist aktuell ein Endkundenpreis von 12,0 ct/kWh (H_s) inkl. aller Gasumlagen (1,00 ct/kWh (H_s) für CO₂) möglich → 14,8 ct/kWh_{th} << Wärmenetz-Lösung
- Investitionen
 - 1,5 Mio. € pro BGA-Betreiber im Osten
 - 1,2 Mio. € Stadtwerke
 - 2,4 Mio. € pro BGA-Betreiber im Westen
 - Gesamt: 9,0 Mio. € mit zwei BGAA

Zum Vergleich: **Wärmenetz in Weißenburg:**

- 7,8 km Leitungen innerhalb Stadtmauer à 2.500 €/m
- 20 Mio. € Investitionsbedarf für Leitungsbau allein
- 7,5 ct/kWh (H_s) bzw. 9,2 ct/kWh_{th} allein aus Kapitalkosten*
- Betriebs-+Energiekosten von 12-14 ct/kWh_{th} zusätzlich