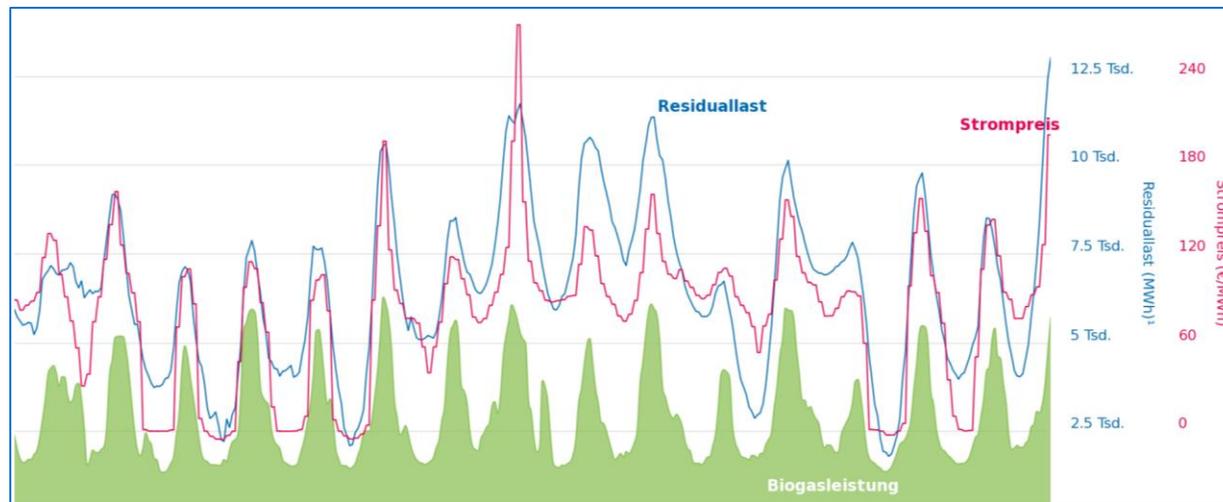


Policy workshop GreenMeUp Leipzig

From Policy to Action: Driving Biomethane Market Growth

Biogas and biomethane – policy status in Germany



25. März 2025
Uwe Welteke-Fabricius

Wissenschaft

Verbände

Bildung und Information

Finanzierung

BHKW für Flexbetrieb

Flex-Lotsen: Projektbegleitung, Anlagenbau
Konzeption, Planung, Genehmigung

Vermarktung + Steuerung

Gasspeicher

Wärme

Substrate + Gärprodukte

Fachplaner: Fütterung -
Netzanschluss - Wärmenetze

Biogas and biomethane – policy history in Germany

Biogas

- 2000: start EEG – infeed tariff for **electricity** cogeneration heat and power plants (CHP)
- 2004: booster by additional **bonus** for agricultural feedstock as renewable resource
- 2014: stagnation of biogas and biomethane CHP – followed by „flexibilisation“

Biomethane

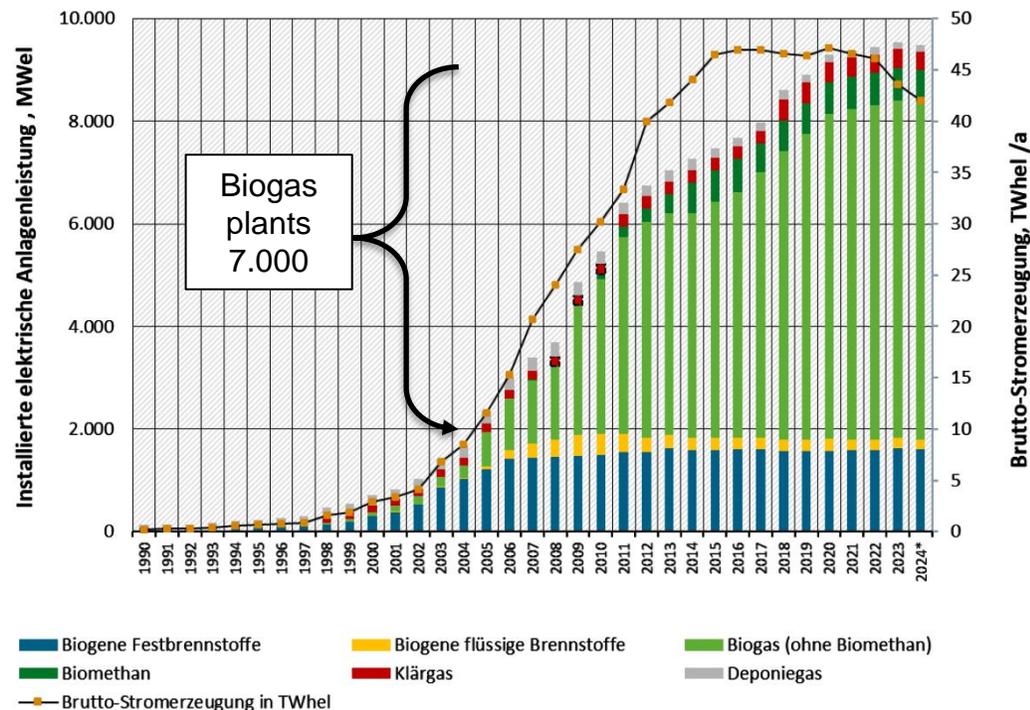
- 2005: start feed-in option for natural gas grid (GasNZV, GasNEV)
2007: booster by bonus for biomethane CHP
- 2018: GHG-Quota for transportation fuels (Bundesimmissionsschutzgesetz BImSchG)
- 2021: EEG – biomethane „peaker“-CHP (< 1,316 hrs/yr, later: < 876 hrs/yr) - flopped
- 2022: RED III quota + Ukraine war – price rallye for biomethane from residues
- 2024: price collapse due to fraudulent certificates and late action (BMUV)

Today: „biogas package“ attractive für CHP, displacing biomethane clustering

Development until today: After 20 years of EEG, production is phasing out.
Additional subsidies for CHP-plants only for residual load – highly flexible power supply

Entwicklung der Biomasseanlagen

nach Art der Biomasse und der Summe der Brutto-Stromerzeugung in TWh_{el}

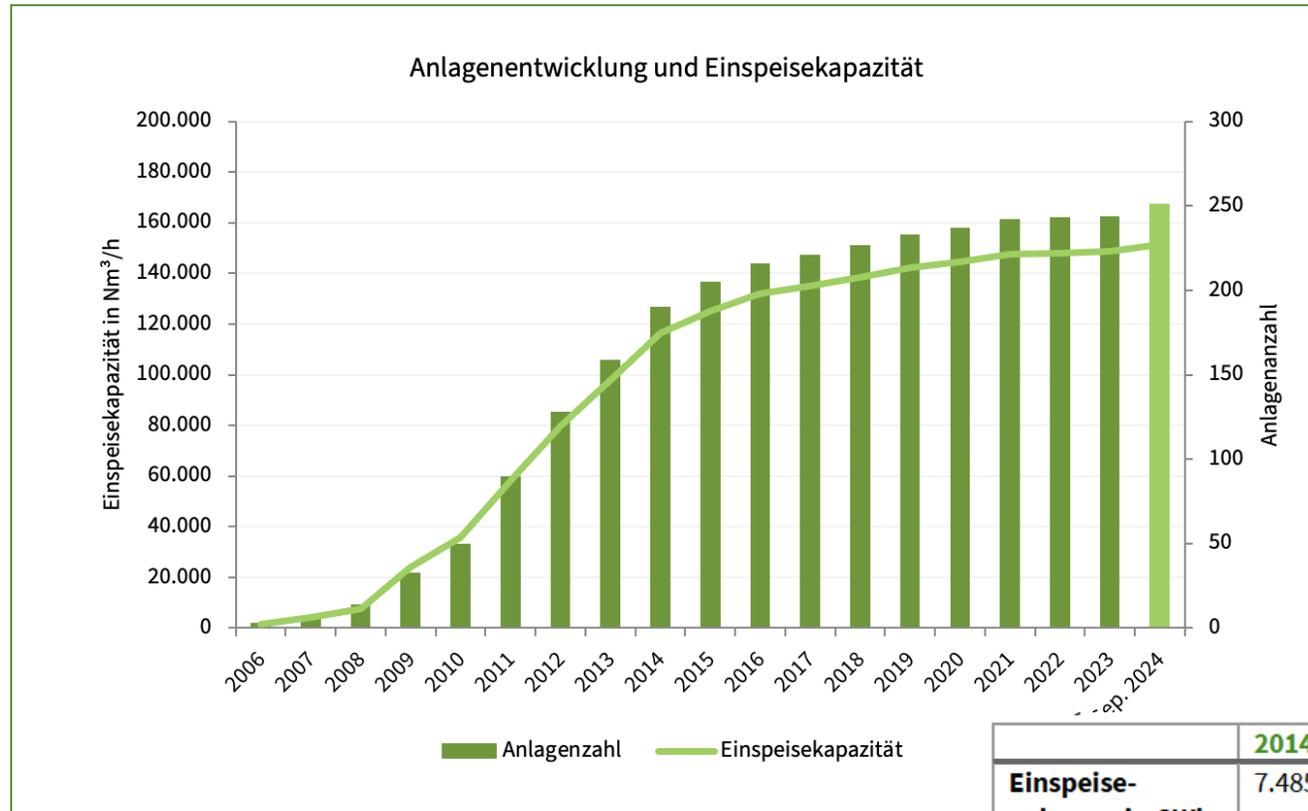


Ende 2023: Biomasse gesamt
(inkl. Biomethan, Klär- /
Deponiegas)

- Install. Leistung ~ **9.500 MW**
- Strom (Brutto) ~ **43,6 TWh**
- Wärme (Endenergie) ~ **20 TWh**
- > 70 % der
Bruttostromerzeugung aus
Biomasse resultieren aus
Biogas und Biomethan
- Ziele Klimaschutzprogramm
2030: **8,4 GW_{el}**

Quelle: DBFZ 5/2024. Datenbasis Zeitreihen der AGEE-Stat von 1990 -2023 (Stand 2/2024), *Prognose für 2024 nach Abschätzung DBFZ

Today: no significant growth in biomethane in Germany



left:

Number and capacity of biomethane feed-in plants 2006 to 2024 (June 2024, dena):

Very slow growth since a decade

table below:

Volumen und average working time of German Biomethane plants (June 2024, dena)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Einspeisevolumen in GWh	7.485	8.788	9.690	10.220	10.410	10.167	10.301	10.398	10.690	10.663
Ø Volllaststunden	7.045	7.390	7.658	7.757	7.707	7.425	7.424	7.219	7.176	7.252

Tabelle 1: Einspeisevolumen und durchschnittliche Volllaststunden deutscher Biomethananlagen (Stand Juni 2024, dena)

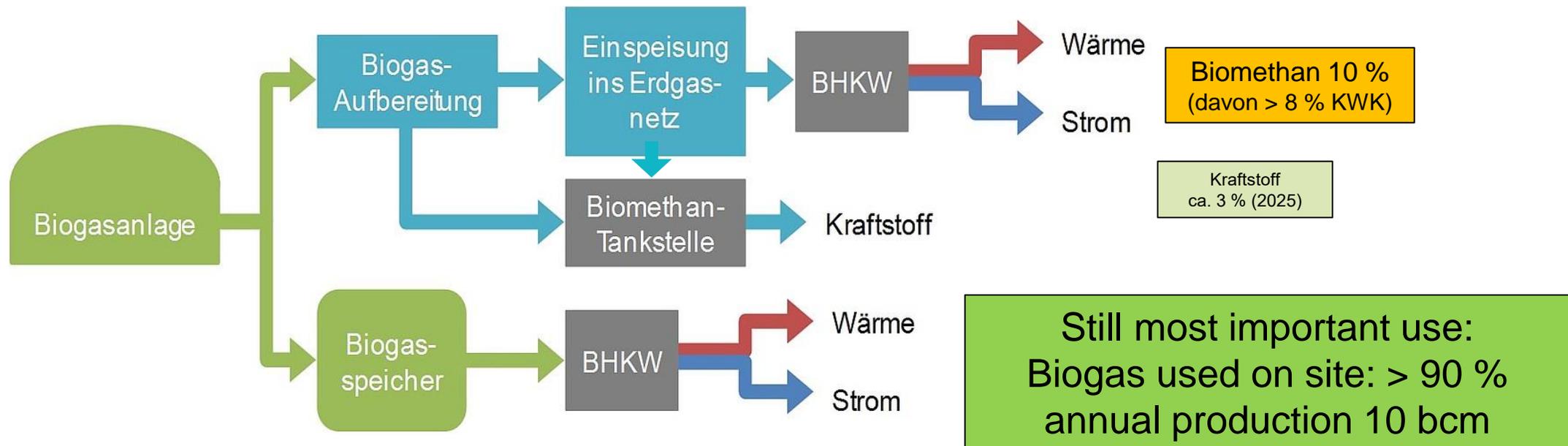
About biogas policy (1)

biogas & biomethane are driven by two different policy schemes

- **EEG for biogas:**
 - safe: 20 years of feed-in tariff: **easily bankable** (cheap loans and equity)
 - efficient: CHP saves (potentially) > 1.5 times vs. natural gas
 - boring: no upside incentive for higher GHG threshold, fixed to 80 % reduction to b.a.u. electricity
- **GHG quota for transportation fuels**
 - high profit by scarcity of GHG-reduced fuels – **lacking liquidity of the market!**
 - triggered GHG-earnings by triple-counting of GHG from manure
 - drop of prices caused bankruptcy of two major biomethane-merchants
 - Banking market lost confidence into quota system

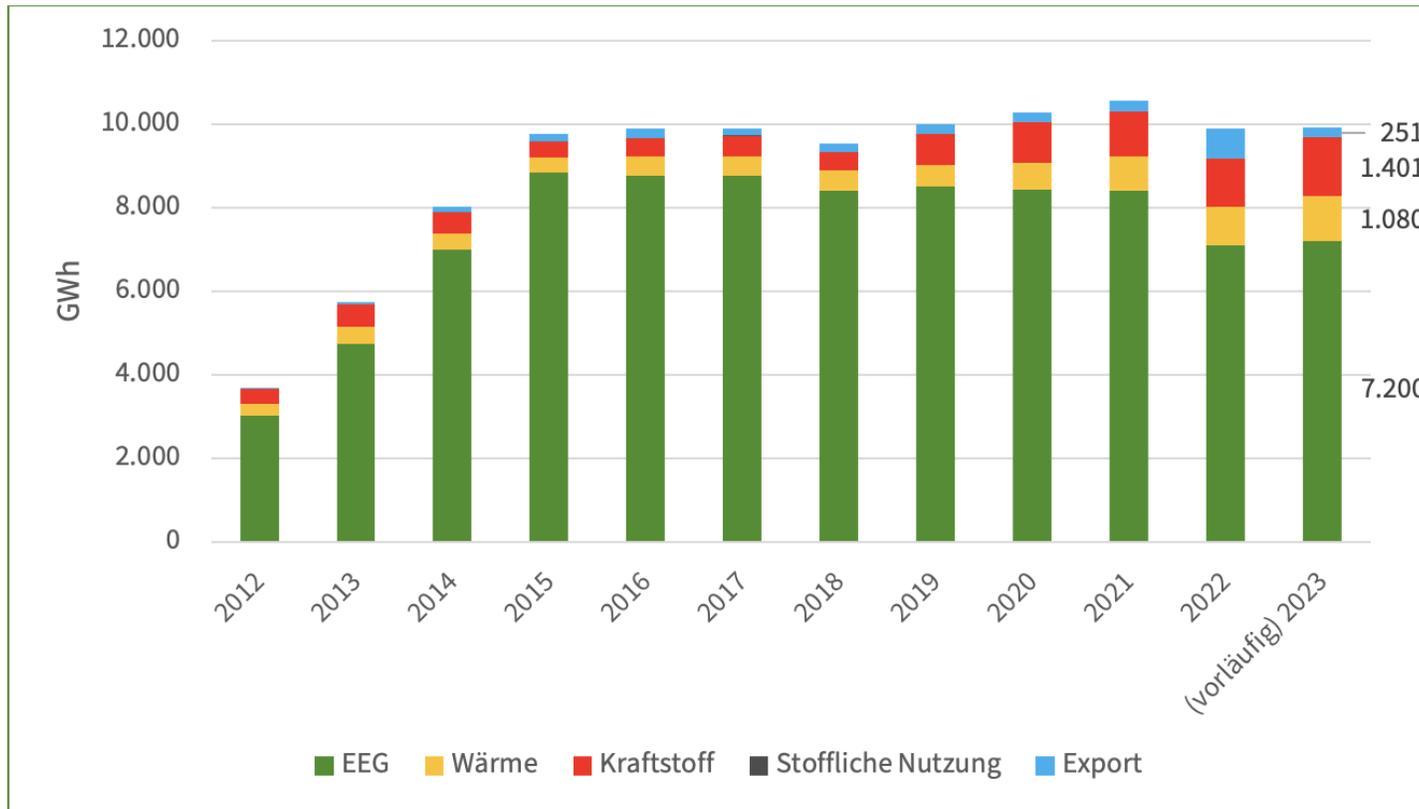
evidence: Two competing policies are economically inefficient!

Biogas + Biomethane: Useful for many purposes -
by far most of the biogas production took off by EEG – biogas with CHP!



Markt volume = spot size

Biomethane in Germany: 10 years of stagnation – on a low level



Biomethan for various purposes
2012 bis 2023 (in GWh_{HS})

- Electricity
- Heat
- Transportation
- Materials
- Export

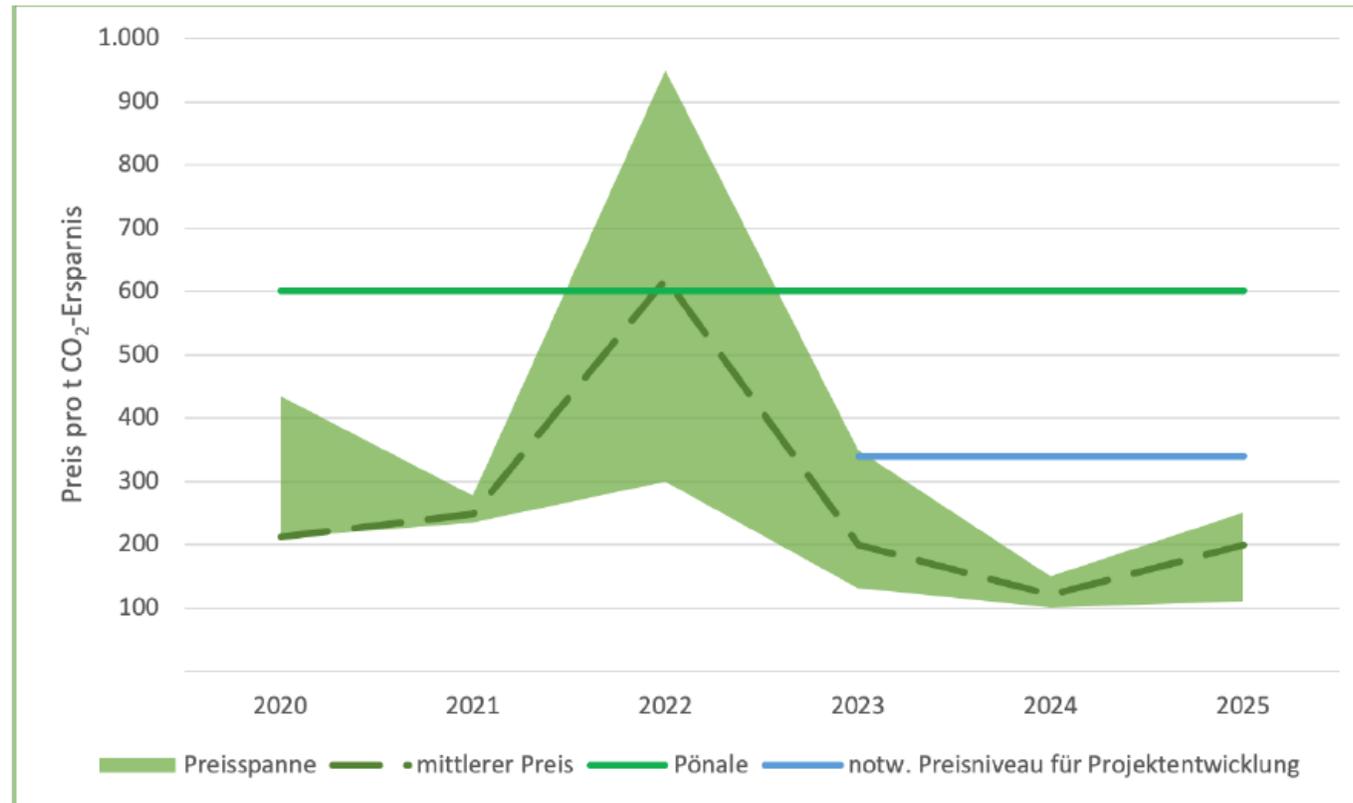
Shift towards mobility

In fact: 1 GWh in 7 years

= 1 % of total biogas production

**Biomethane is not a solution
for the many small biogas plants
in Germany**

Rise and fall of biomethane quota earnings



Germany there was in a bad mood about biogas (INSM campaign)
Policy answered lack of use of heat switched to biomethane feed in – but with little success

This changed in 2022: very high quota prices attracted large entrepreneurs

Average of quota prices, and price range from 2020 to 2025

confidence of investors and banks is severely diminished

Source: Agriportance

Abbildung 9: Gemeldete mittlere Quotenpreise und Preisspanne 2020 bis 2025

Facts on policy (2)

- Biogasplants grown by EEG and are small in average: 120 m³/hour biomethane
- grid connection for biomethane is in Germany very expensive!
- Grid connection requires 96 % operational availability, and costs more than the biogas plant itself
- GasNEV allocates costs to gas purchaser

Additional challenge:

- due to energy system change, the gas grid will be thinned out
- more costs will be allocated to fewer gas purchasers
- some utility companies try to save their gas grid by biomethane

Green gas quota for the gas grid

- Germany is discussing a green gas quota for importers and trade
- A growing share would trigger supply, and financing biomethane plants

We had that before: green quota for petrol and diesel (liquid fuels)

- By good reasons, this had to be switched to GHG-reductions
- Policy works on few points: import of fuel and crude oil.

In case of biogas it has to take into account the production amount which is consumed on site,

And some following questions: how to measure the GHG emission reduction

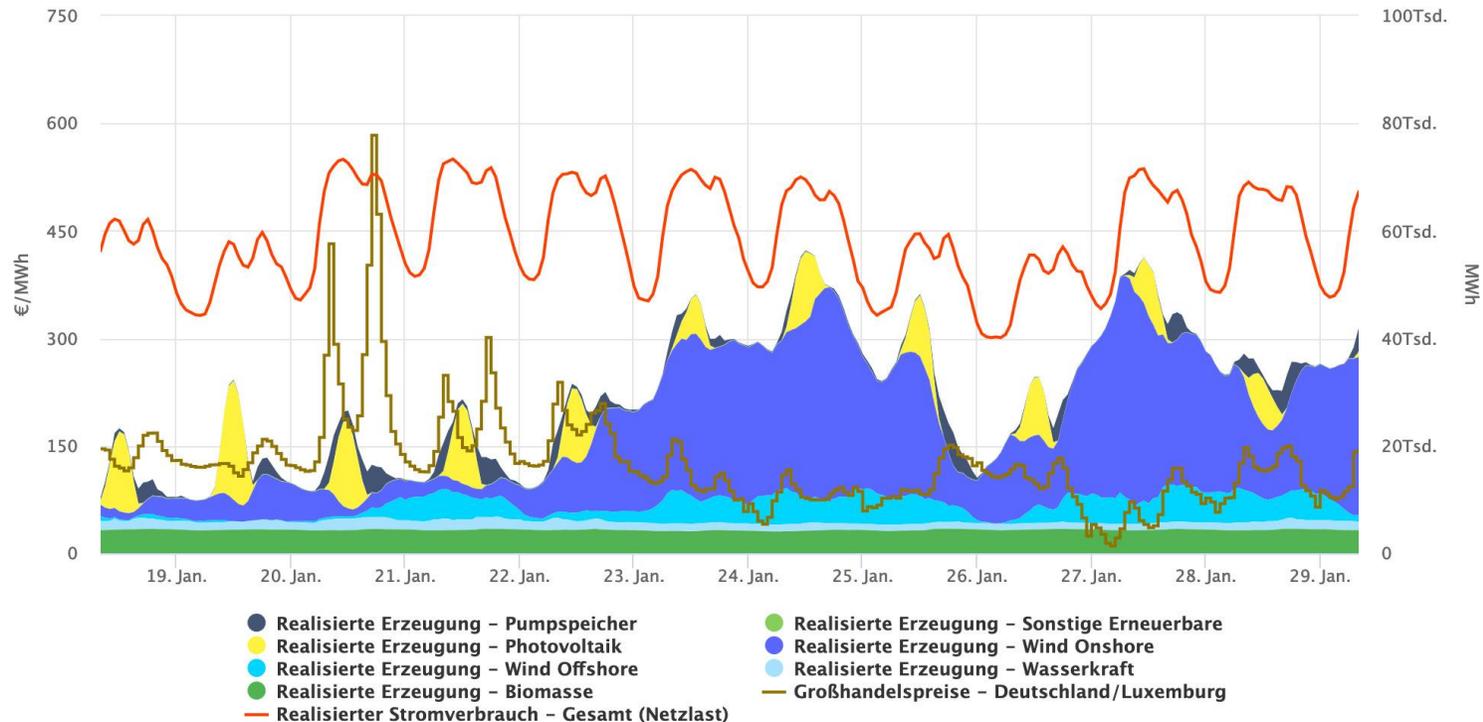
Beware of new bureaucracy!

Still a good idea: CHP on biomethane from the grid

- Storage power plant in Querdel (NRW), runs less than 1.300 hrs/year.
- Provides greenhouses of a horticultural farm (organic)
- Need gas storage to buffer biomethane because of high demand charge...

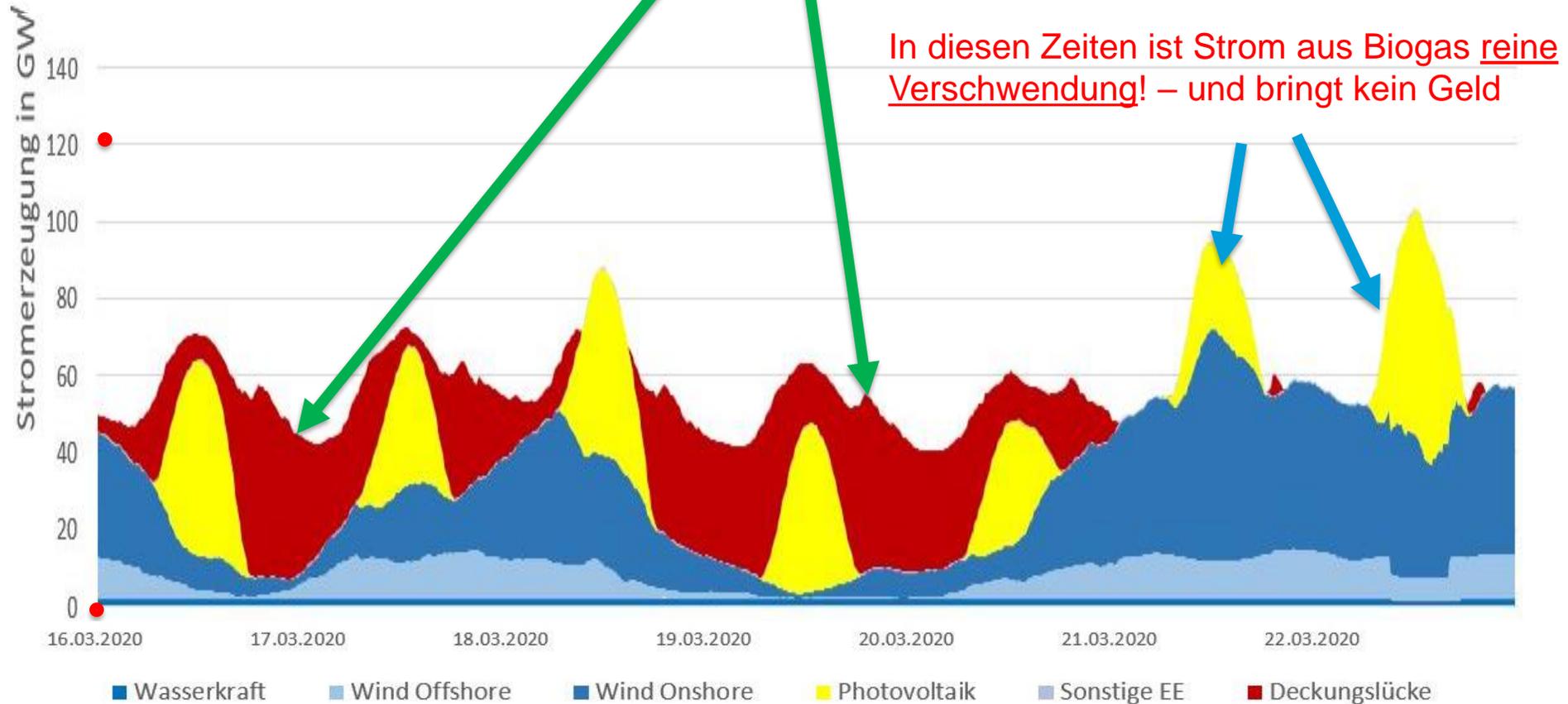


Strommarkt der Gegenwart



- Zeiten mit Deckung und Überangebot der fEE nehmen rasch zu.
- Zeiten mit Mangel (positiver Residuallast) bleiben
- Die starke Windprägung im Strommarkt führt zu längeren Phasen mit hohen/niedrigen Preisen, mit teils extremen Ausschlägen
- Zusätzliche PV-Spitzen bedrohen die Netzstabilität
- Jeder regelbare Einspeiser muss auch abstellen, wenn Überlast droht!

Bei 80 % EE (2030): Es bleiben 60 – 70 GW Residuallast in über 4.000 Stunden.
Und ca. 4.000 Stunden mit Überangebot. – schon in nur fünf Jahren!



Germany: development of power plant, and batteries

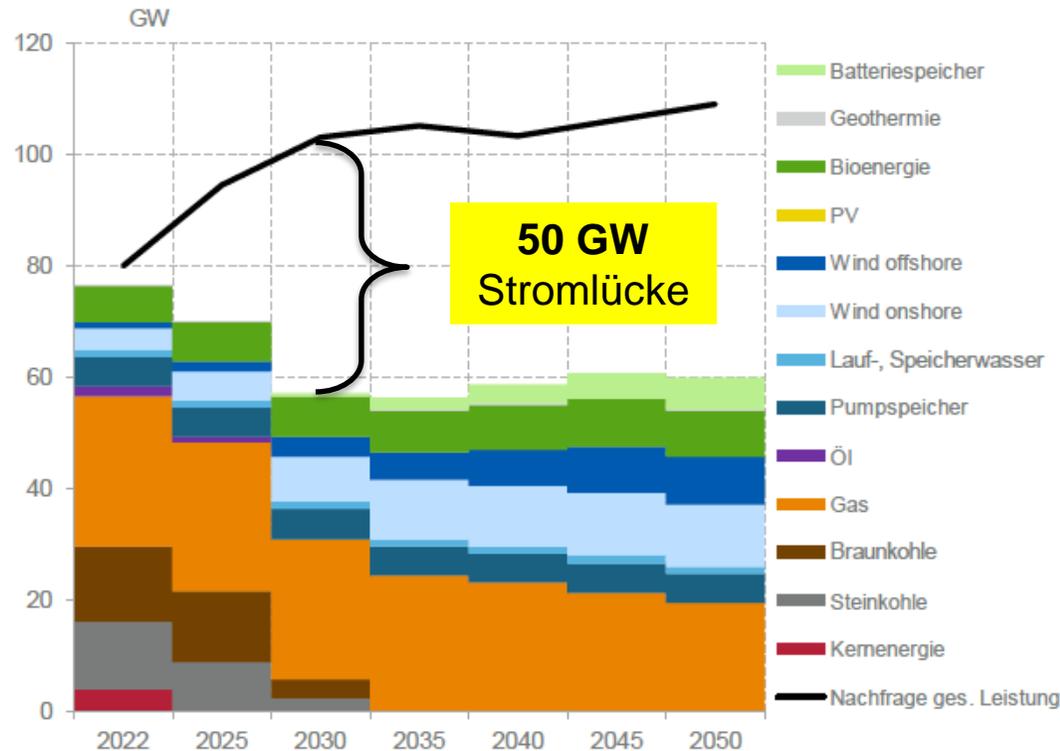


Abbildung 3: Entwicklung der gesicherten Leistung im Vergleich zur Spitzenlast im zeitlichen Verlauf für ausgewählte Stützjahre bis 2050 (Kapazitäten jeweils zum 31.12. eines Jahres)

Biogas-Flex-CHP (storage power plant)

- Fit into demand
- Supply thermal energy for district heating
- Foster climate friendly agriculture (by circular raw materials), and biodiversity

The german government still

- Promotes „modern gas-power stations, „H₂-ready“ but run with fossile natural gas
- New: „Biogaspackage“ offers subsidies for + 50 % of installed capacity (3 GW Biogas), and Biomethan-storage power plants

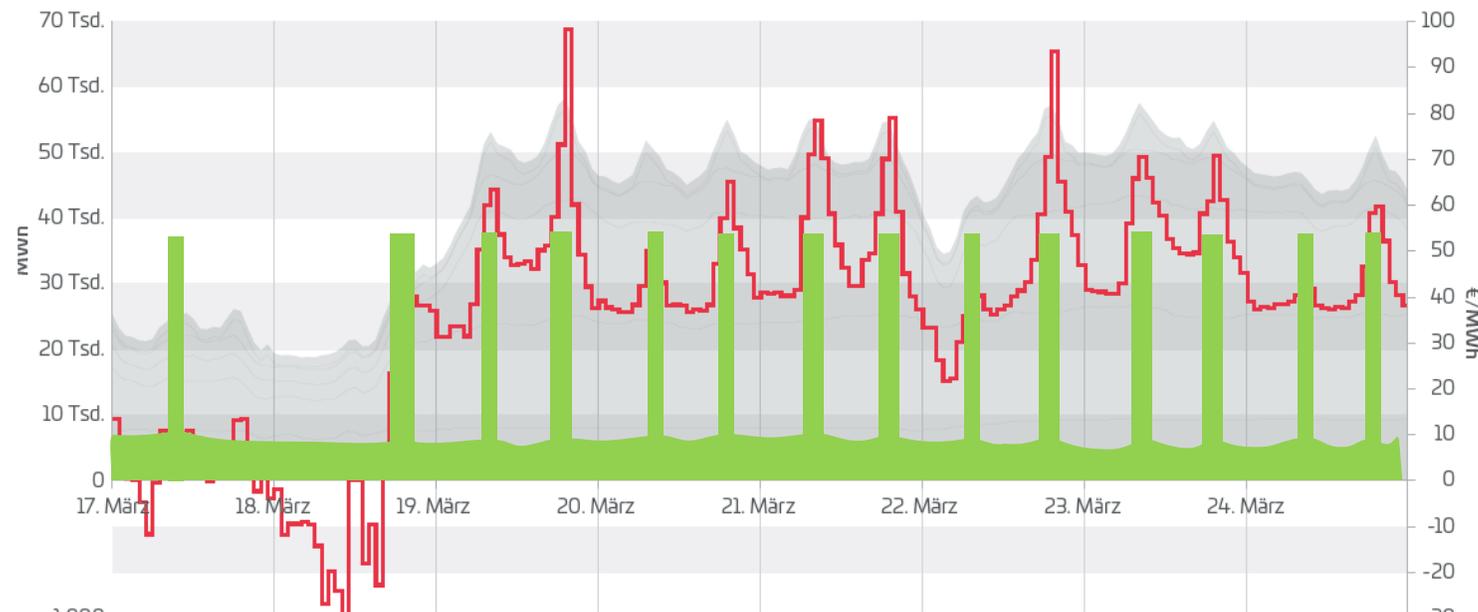
Immediate to do's:

- Continuously add 3 – 4 GW biogas-CHP per year
- Integrate biogas to the „power plant strategy“

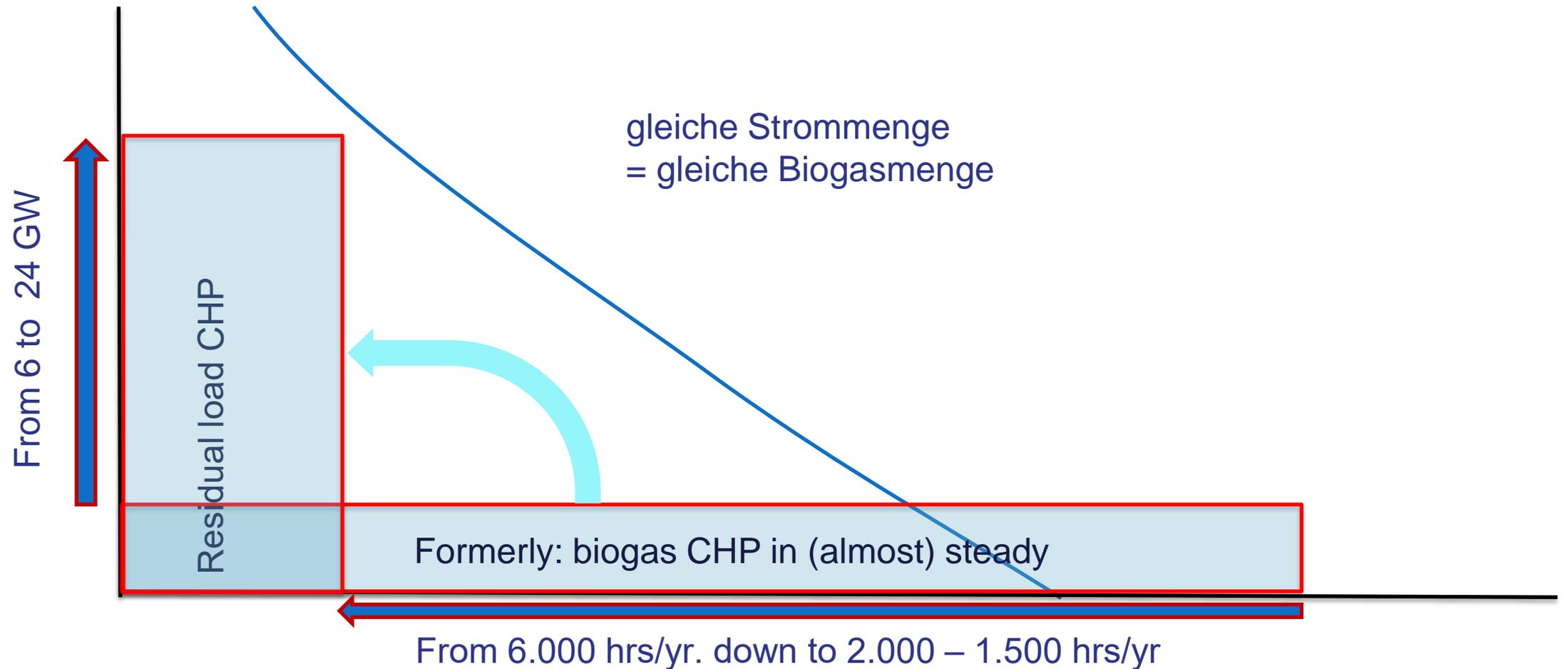
Biogas-CHP contributes to power supply residual demand, and resilience!
– faster, more efficient, climate saving, and cheaper than large gas power plants!

Continuous running motors have to become flexible storage power plants:

- Same amount of biogas, stored in biogas buffer, to be used on demand in high price times
- 4 – 8-fold power unit, to be used in only 1.000 – 2.000 hours annually
- Storage for Biogas and Heat for 1 – 3 days
- Dynamic feeding of digester. Warm weather: few, cold weather: much digestion
- Enhancement through gas grid or LNG-feeder tank

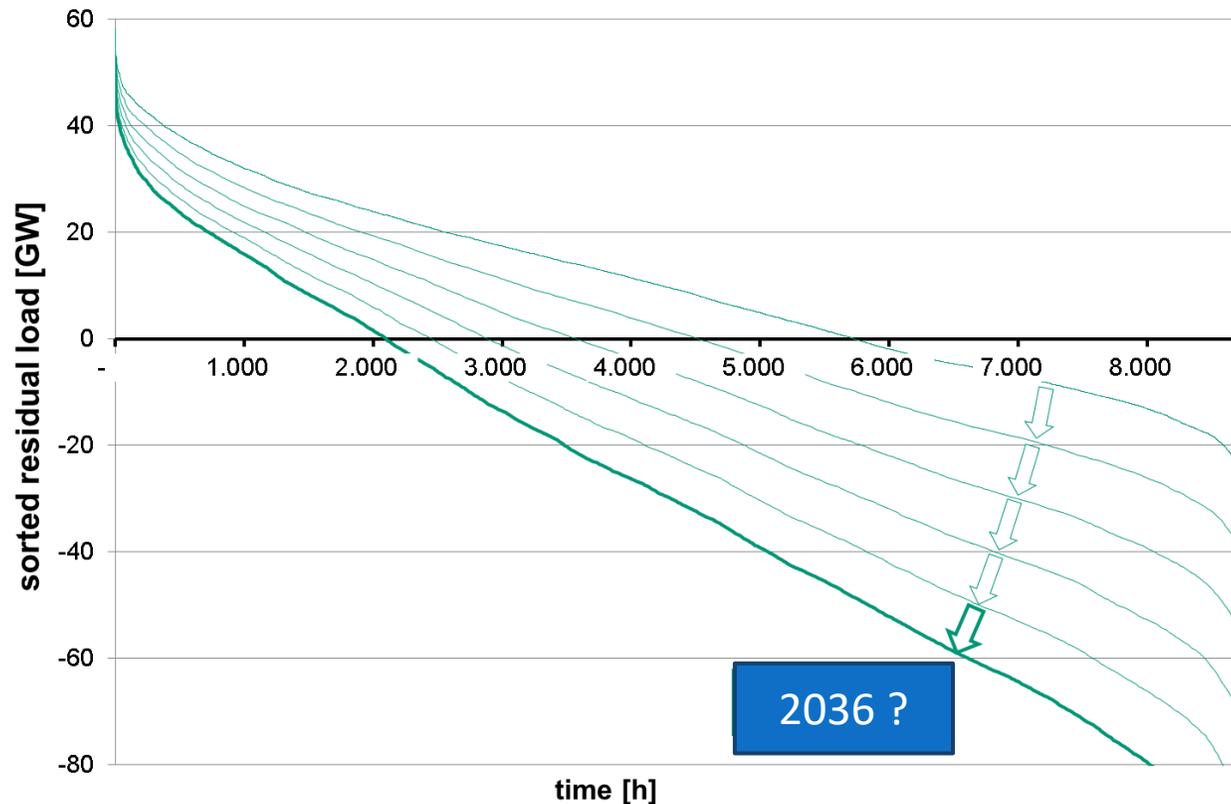


New task for Biogas CHP:
same amount of power, but focused in few hours – with much more power!



EE-Einspeisung wächst,
Restlast-Dauer schrumpft, die Restlast-Leistung bleibt hoch

Restlastdauer:
Bedarf
steuerbare
Kraftwerke



Bei steigendem Anteil von
fluktuierenden EE

2027 – 67 %	5.700 Stunden
2030 – 80 %	4.500 Stunden
2032 – 100 %	3.300 Stunden
2036 – 134 %	2.000 Stunden

- ➔ Die positive Residuallast sinkt also unter 2.000 Stunden
- ➔ Davon decken Batterien wie viel?
30 % - 60 %?
- ➔ Regelbare Einspeisung muss **für alle Anlagen** darunter liegen
- ➔ Die höhere Leistung wird gebraucht!

(Anm: Grafik auf Basis 2018, ohne neue
Energieverbraucher = Strombedarf wächst)

Biogas-Paket Beschluss des Bundestags 31.01.2025

- Marktprämie nur noch für die **11 680 Betriebsviertelstunden** eines Kalenderjahres, in denen die Anlage *die höchsten Strommengen* je Betriebsviertelstunde eingespeist hat.
- Bagatellgrenze: Anlagen < 350 kW Pins dürfen 4.000 Bh/a (= nur 160 kW BemL)
- Flexibilitätszuschlag steigt von 65 Euro pro kW auf **100 Euro pro kW** installierter Leistung (in 2. FP ggfs. nur 50 €/kW installierter Leistung, die voll durch die Flexprämie gefördert wurde)
- Schwerpunkt auf die Ausschreibungen in **2025 und 2026: je 1,3 und 1,15 GW** installierte Leistung
- **Anschlussförderung** wird von zehn auf **zwölf Jahre** verlängert
- **Keine Marktprämie** für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis < **2 Cent pro Kilowattstunde** (oder weniger) beträgt, statt < 0 Ct/kWh nach § 51 (EEG)
- Bei der Ausschreibung Vorrang für Anlagen mit Wärmeversorgung
- **Maisdeckel** sinkt weiter auf **25 % ab 1.1.2026**

Zusammenfassung Chancen im EEG 2025 mit Biogaspaket

- Flexibilisierung am Standort beim Übergang in die 2. Förderperiode
- Bau eines neuen Satelliten, idealerweise an einem neuen Wärmeverwertung/Wärmenetz
- Wenn keine Neuinvestition möglich ist:
Verkauf des Roh-Biogas an einen Betreiber für ein Speicherkraftwerk/Wärmenetzbetreiber
- <https://www.instagram.com/reel/DFmSCbiPbFU/?igsh=MWFuNGg5ZWt2aDkxMQ==>

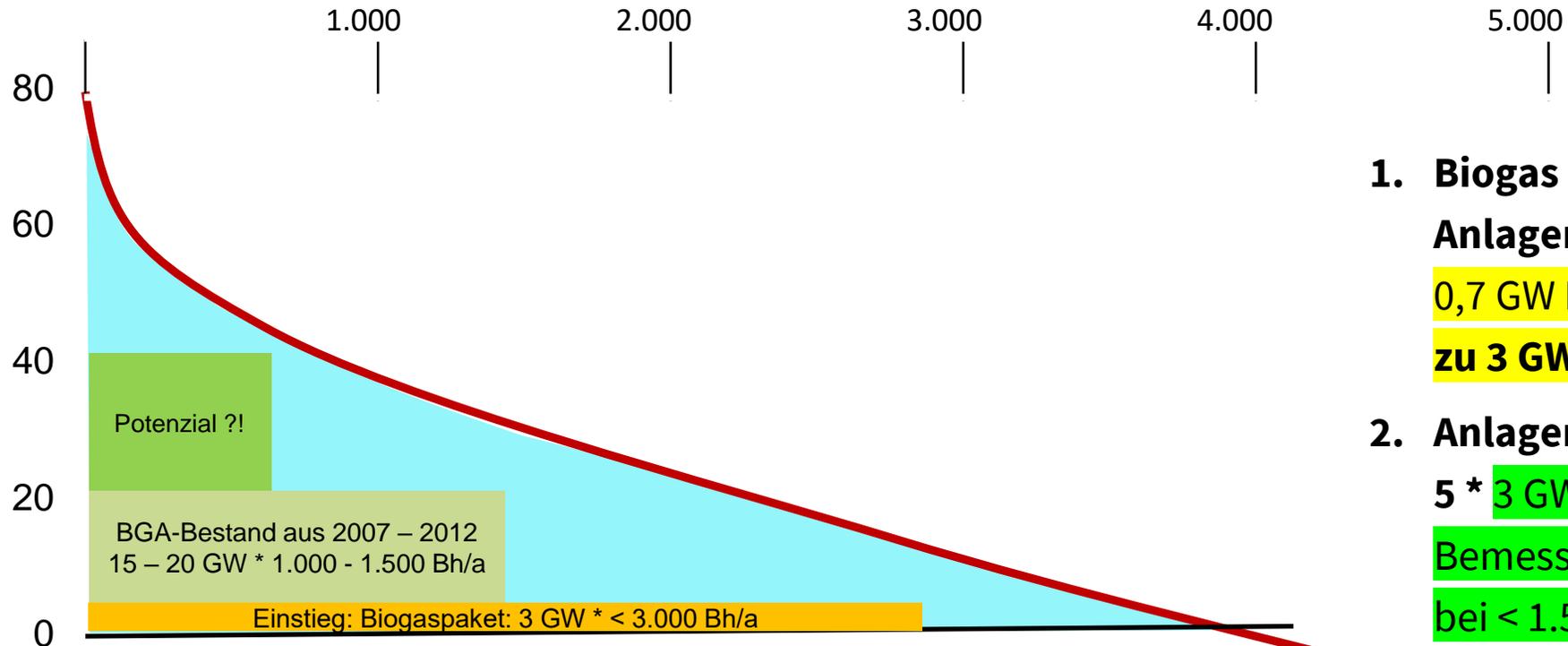
Optionen

- Wenn keine Wärmenutzung verfügbar ist: Gasaufbereitung und Einspeisung
 - Idealerweise mit SKW vor Ort im Winter-/Sommer-Wechsel
- Kombination der Wärmeerzeugung mit Wärmepumpe (Biogasdeckung ca. 30 – 50 %)
- Kombination mit EE-Anlage mit einer Stromüberschussnutzung
 - Elektrolyseur + biologische Methanisierung = 50 – 80 % mehr Energie im Speicher
 - Erweiterung des BHKW für die flexible Verwertung im Speicherkraftwerk

Biogas-Paket Beschluss des Bundestags 31.01.2025

- Flexibilitätszuschlag steigt von 65 Euro pro kW auf **100 Euro pro kW installierter Leistung**
- in 2. FP nur 50 €/kW installierter Leistung, die voll durch die Flexprämie gefördert wurde
- Schwerpunkt auf die Ausschreibungen in **2025 und 2026: je 1,3 und 1,15 GW** installierte Leistung
- Das war erst ein Fünftel des Biogasbestands!
Jetzt müssen wir für die Ausschreibungsmengen 2027 ff. kämpfen!
- **Anschlussförderung** wird von zehn auf **zwölf Jahre** verlängert
Wichtig:
Förderung für einen neuen Satellitenstandort = 20 Jahre mit 100 €/kW!
Nebeneffekt: Bestandsanlage wird damit auch „passiv flexibilisiert“
- **Unproblematisch: Keine Marktprämie** für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis **< 2 Cent pro Kilowattstunde** (oder weniger) beträgt, statt < 0 Ct/kWh nach § 51 (EEG)

Biogas/Biomethan-BHKW in der Residuallast: Versorgung zu ca. 50 %



**1. Biogas reloaded 2025:
Anlagen 2005 - 2006**
0,7 GW Bemessungsleistung
zu 3 GW inst. Leistung

2. Anlagen 2007 ff:
5 * 3 GW
Bemessungsleistung/a
bei < 1.500 h/a
= 15 GW inst. Leistung

**3. Erschließung flächenneutrale
Biogas-Potenziale**

Ungeklärt: Mehrbedarf für neue Verbraucher

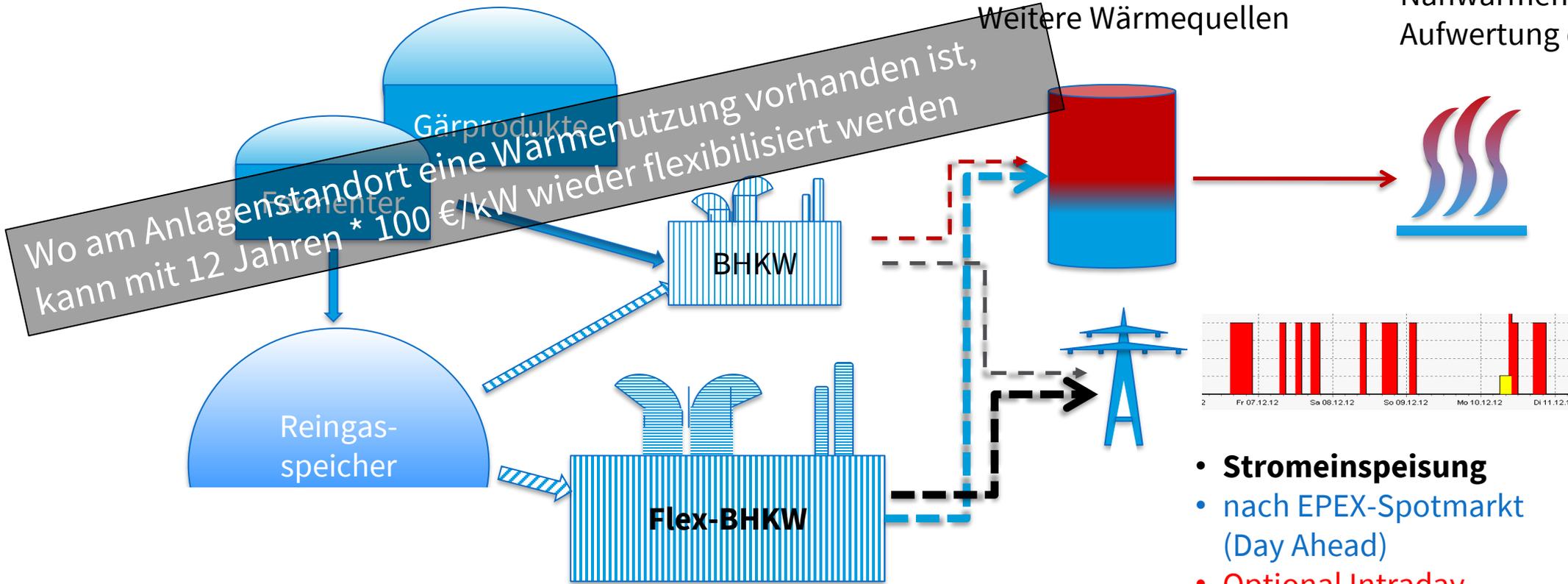
Den neue Flex-Zuschlag kann für die Finanzierung der Investitionskredite ausreichen

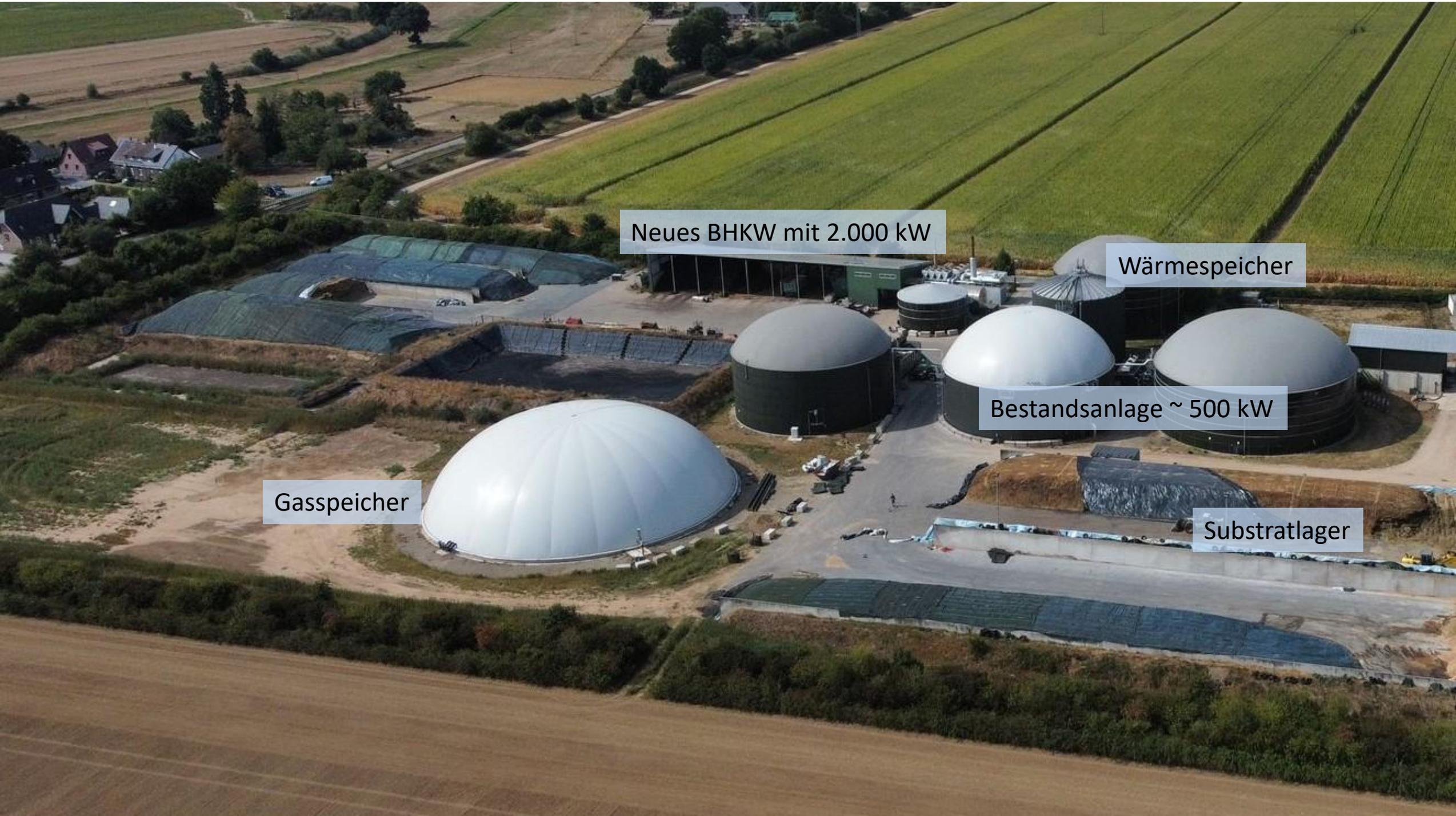
Gasspeicher für Reingas,
36 - 70 Stunden Ruhereichweite!
optional: dynamische Fütterung

Zubau Flex-BHKW
Maximale Flexprämie
Minimale Betriebszeit

Grosswärmepuffer:
BHKW-Warmhaltung,
Redundanz + Reserve
Weitere Wärmequellen

Wärme:
Nahwärmenetz
Aufwertung durch BEHG





Neues BHKW mit 2.000 kW

Wärmespeicher

Bestandsanlage ~ 500 kW

Gasspeicher

Substratlager

Wärmespeicher & HOCHFLEX-KWK – Keimzelle der Wärmewende



Das regenerative Speicherkraftwerk

- Stromerzeugung = Wärmequelle: biogene KWK (Biogas, Biomethan oder Syngas-BHKW)
- Wärmenetz + Großpufferspeicher dienen als lokale Drehscheibe für Wärme
- Weitere Wärmenutzungen: Power-to-Heat, Solarthermie, Abwärme, Wärmepumpe
- Optional: Abwärme H₂-Elektrolyse, perspektivisch: Methanisierung und Gasnetz-Einspeisung

Bestands-
Biogasanlage ohne
Wärmenutzung
liefert Gas über
eigene Leitung



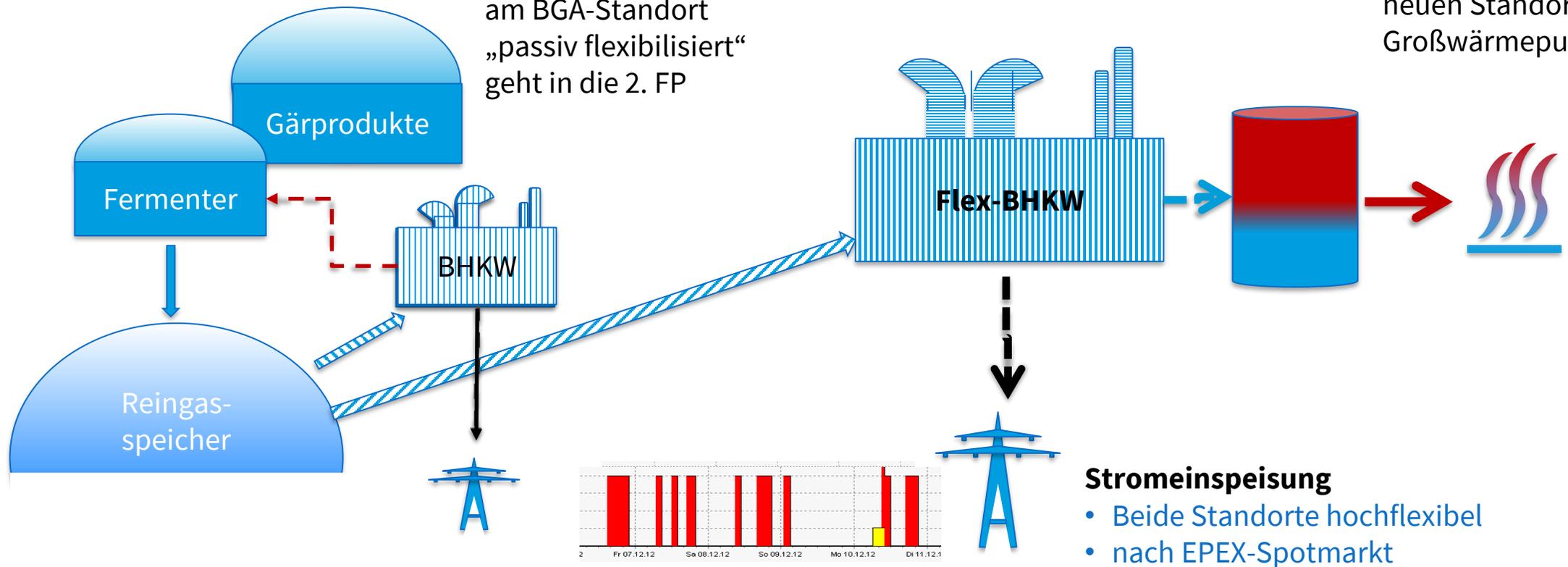
Noch attraktiver durch das Biogaspaket 2025:
neuer Satellit am Ort der Wärmenutzung = neue Anlage für 20 Jahre * 100 €/kW

Gasspeicher am Ort der bestehenden Biogasanlage + Grüngasleitung

Bestands-BHKW am BGA-Standort „passiv flexibilisiert“ geht in die 2. FP

Speicherkraftwerk am Satellitenstandort wird Neuanlage nutzt Biogas aus der Bestands-BGA

Wärmenetz am neuen Standort mit Großwärmepuffer



Stromeinspeisung

- Beide Standorte hochflexibel
- nach EPEX-Spotmarkt

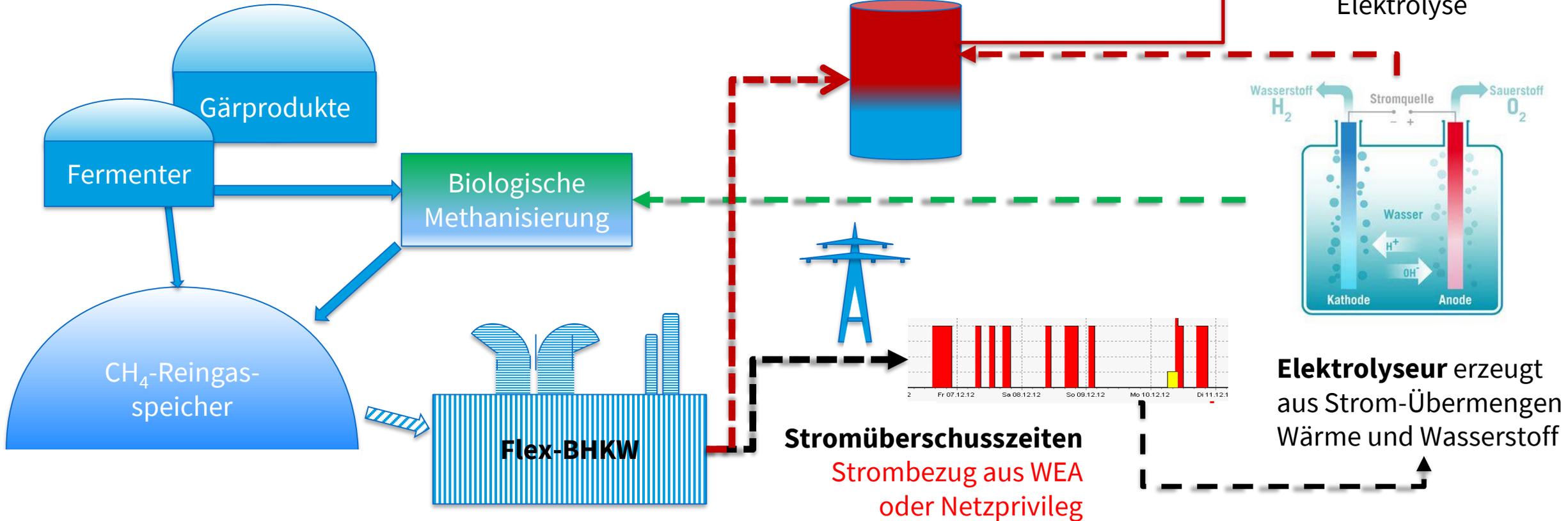
Option 3 plus: Speicherkraftwerk integriert Elektrolyseur und Wasserstoff-Methanisierung

Gasspeicher speichert für Rückverstromung oder Methaneinspeisung

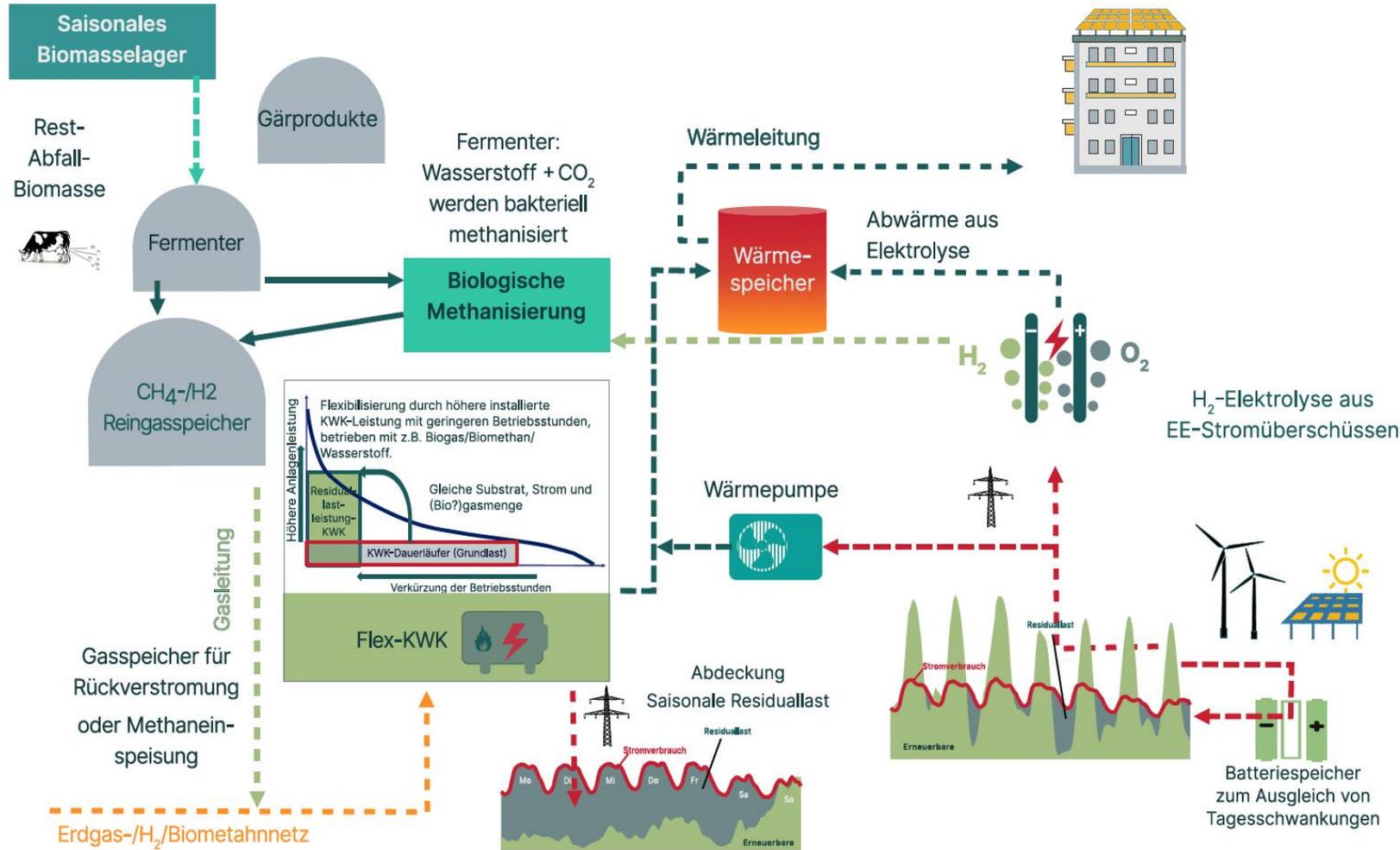
Fermenter: Wasserstoff + CO₂ werden bakteriell methanisiert

Grosswärmepuffer: Nimmt Abwärme des Elektrolyseurs auf

Wärmenetz: nutzt auch Wärme aus Elektrolyse



So arbeitet ein Speicherkraftwerk!



Schema zu einem flexibilisierten Biogas-Speicherkraftwerk mit

- Biogas-BHKW und Gasspeicher
- Elektrolyseur
- Wasserstoff-Methanisierung und
- Wärmepumpe von überschüssigem EE-Strom
- mit Anschluss ans Strom- und Erdgasnetz zur Abdeckung der saisonalen Residuallast
- Zentral: der Großwärmepuffer

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

FL(EX)PERTEN
NETZWERK FLEXIBILISIERUNG

Kontakt:

Uwe Welteke-Fabricius

www.kwk-flexperthen.net

Mail: UWF@kwk-flexperthen.net

