

Potenziale für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach Ablauf der 20 Jahre EEG-Vergütung: Flexibilisierung und Direktvermarktung in der Praxis - lohnt sich das?

1. Flex – Historie 2012 – 2019/20
2. Kostenstruktur typischer Anlagen vor und nach Durchführung von Effizienzmaßnahmen und Flexibilisierungen
3. Größenabhängigkeit des Flex - Erfolgs
4. Auffinden der „in vivo – Vorteile“ in praktischen Anlagen
 - Grenzkalkulation versus Bankensicht
 - IST-Betriebsprognose ohne Flex-Invest / Prüfpunkte Flex
5. Chancen
 - Strommarkt
 - EEG
6. Was verlangt die Zukunft von Biogas?
 - Folgen der Energiewende
 - Aufgaben von Biogas



1. Historie der Flexibilisierung (2012 – 2019)

Erste Phase: 2012 bis 2013

Gebremstes Interesse im Bestand. Gründe:

- Die Ergebnisse der Musterkalkulationen waren in vielen Fällen nicht „ausreichend“. Anforderung: r_{GK} = Gesamtkapitalrendite soll größer sein als 5%, besser 7,5%.
- Die negative Sekundärregelleistung lieferte hohe Erträge.
- Die Lernkurve war ganz am Anfang.
- EEG 2004 - Anlagen machten gute Gewinne und besaßen i.d.R. intakte BHKWs. Sie befanden sich eher in der Entnahmephase.
- EEG 2009 - Anlagen hatten gerade die Grundinvestition abgeschlossen und verfügten über keine ausreichende Liquidität.

Zweite Phase: 2014 bis 2015

Stärkeres Interesse im Bestand. Gründe:

- Der Begriff Halbzeitinvestition wurde geprägt. Behälterbau und Effizienzverbesserung traten in den Fokus.
- Erträge aus Regelleistungen brachen stark ein.
- EEG 2004 - Anlagen suchten nach „Kofinanzierung“ für BHKW - Ersatz.
- EEG 2009 - Anlagen suchten nach „Kofinanzierung“ für Ersatz von Problem - BHKWs.
- Alle Anlagen suchten nach Kofinanzierung für Lagerraumbehälterbau

1. Historie der Flexibilisierung (2012 – 2019)

Dritte Phase: 2016 bis 2017

Flächendeckendes Interesse im Bestand. Gründe:

- Angst, zu spät zu kommen.
- Entscheidungszwang wegen des notwendigen 10 – Jahreszeitraumes.
- Die Lernkurve war fortgeschritten.
- Die Anbieter hatten sich auf den Markt „eingeschossen“. Der konventionelle Markt des Anlagenbaus war zusammengebrochen. Insolvenzen und Restrukturierungen waren die Folge. Neue Anbieter traten auf.

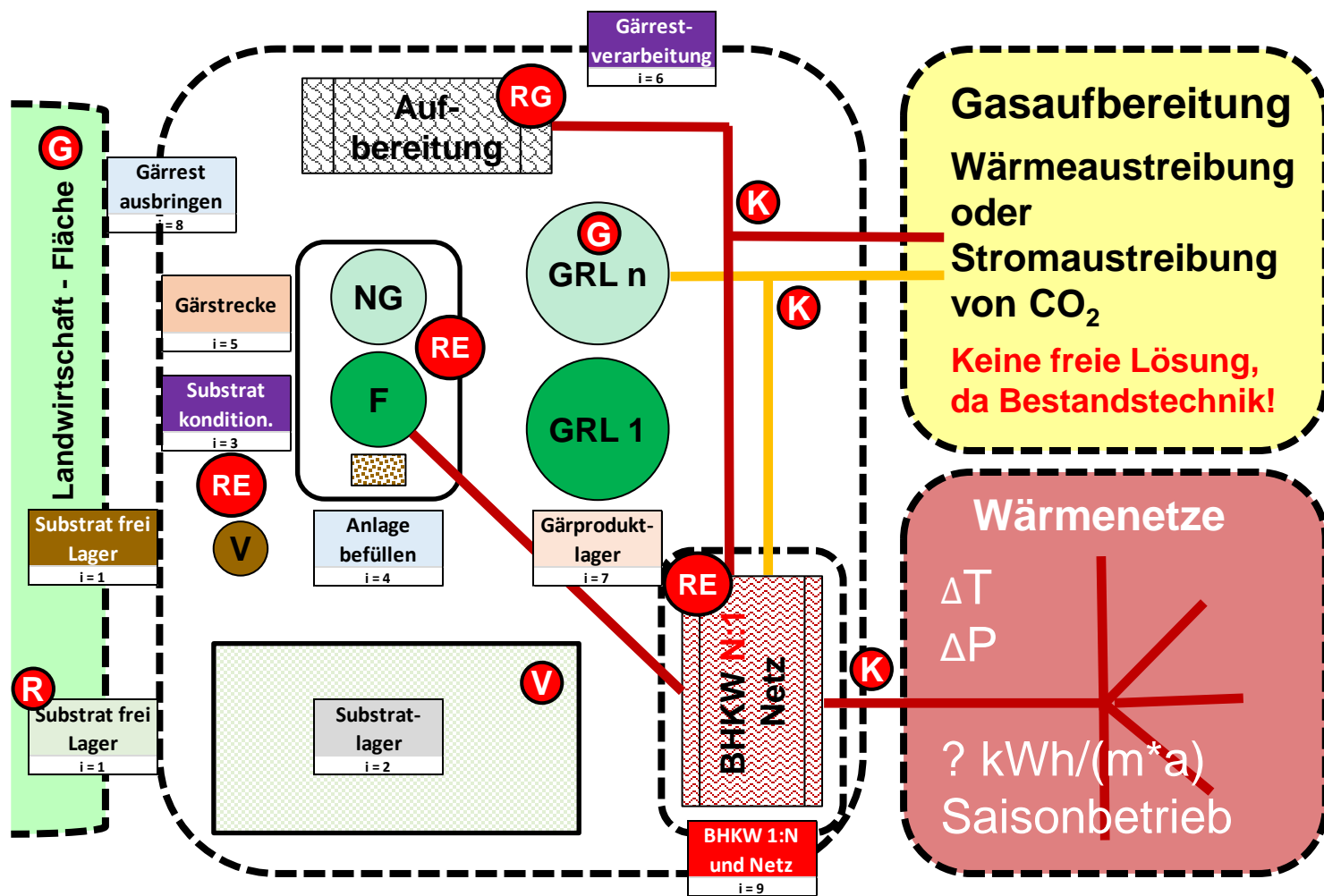
Vierte Phase: 2018 bis 2019 / 20

Interesse an großen Überbauungen. Gründe:

- Bei systematischer Betrachtung geringe Grenzinvestitionen zwischen dreifach zu fünffach überbaut.
- Auftreten von Anbietern mit entsprechendem Know - How.
- Interesse der BHKW – Hersteller stieg an.

Wer flexibilisiert, geht den ersten Schritt in die Verlängerung!

2. Zerlegung einer BGA in Kostenstellen: Kernanlage / Koppelproduktion (Wärme) / Alternativnutzung (Gas)



K Konkurrenz um Ressourcen

Effizienz
 η_{el}, η_{Gas}

Rückkopplung

Verluste



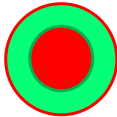
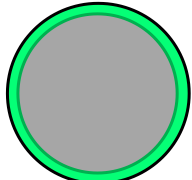


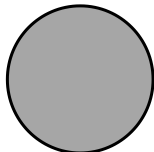
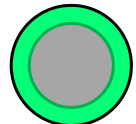
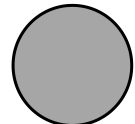
Grenzen:
Lagerraum
Fläche

Lösung?

1. Optimierungsverfahren! z.B. LOP = Lineare Optimierung!
2. Kostenstellen/ Kostenträgersystem

2. Leistung – Vollkosten [Ct / kWh] Maßnahmen Effizienz

	Aufschluss		Aufschluss	Aufarbeitung	Flex	Summe
Kosten	0,25		0,25	3,00		3,50
Leistung				2,00		2,00

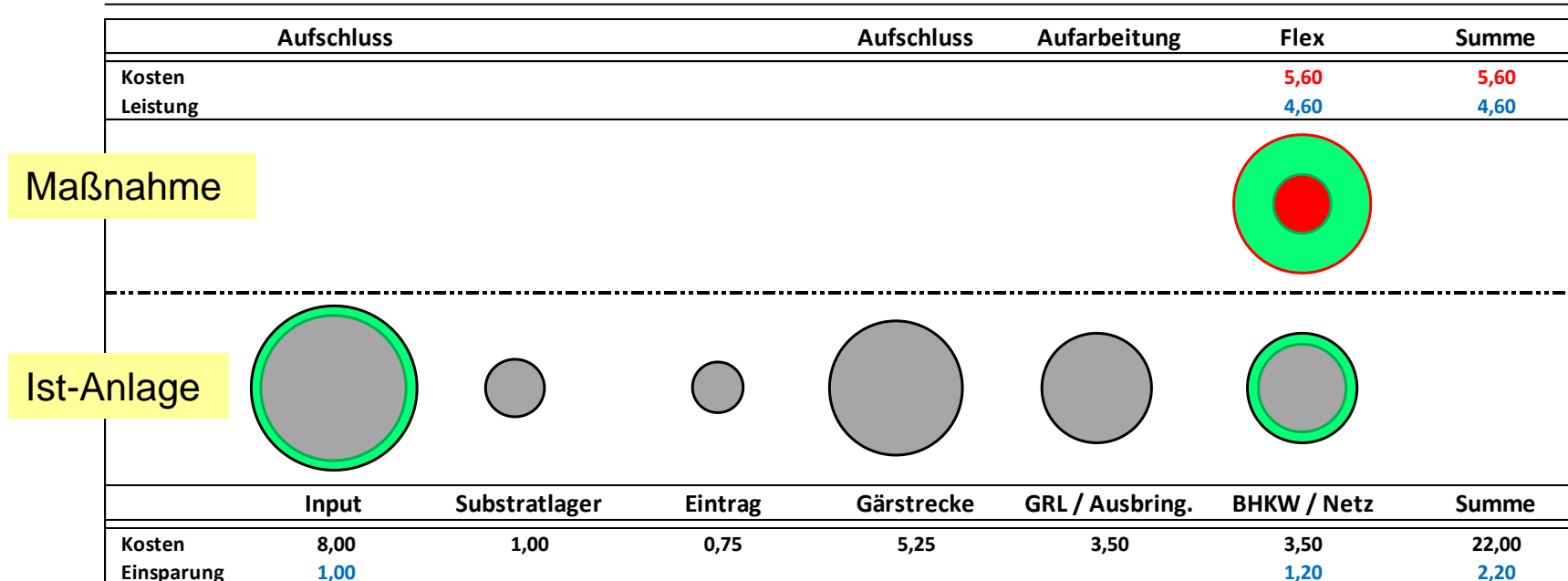
Maßnahme						
Ist-Anlage						
	Input	Substratlager	Eintrag	Gärstrecke	GRL / Ausbring.	BHKW / Netz
Kosten	8,00	1,00	0,75	5,25	3,50	3,50
Einsparung	1,00				1,75	
						Summe
Kosten						22,00
Einsparung						2,75

Zusammenfassung 500 kW - Anlage (Inbetriebnahme 2009):

	Vor Maßnahme	Nach Maßnahme	Differenz	
Vergütung	19,83	21,83	2,00	
Vollkosten	22,00	22,75	0,75	(Inklusive Lohnkosten 7,5% Kapitalverzinsung)
Unternehmergewinn	-2,17	-0,92	1,25	

Die Standardvergütung kann bei 2009er Anlagen häufig nicht alle Faktorkosten decken!

2. Leistung – Vollkosten [Ct / kWh] Maßnahme Flexibilisierung





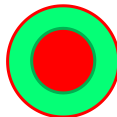
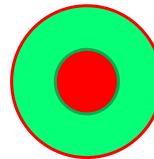
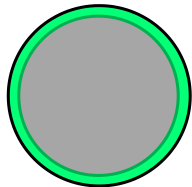


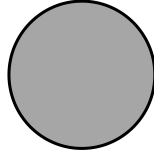
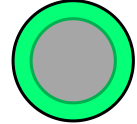
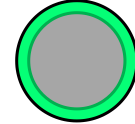
Zusammenfassung 500 kW - Anlage (Inbetriebnahme 2009):

	Vor Maßnahme	Nach Maßnahme	Differenz	
Vergütung	19,83	24,43	4,60	
Vollkosten	22,00	25,40	3,40	(Inklusive Lohnkosten 7,5% Kapitalverzinsung)
Unternehmergewinn	-2,17	-0,97	1,20	

Die Flexibilisierung (4-fach) wurde auf 10 Jahre Restlaufzeit berechnet. Kalkulatorische Ausschreibungsvorteile wurden nicht angerechnet.

2. Leistung – Vollkosten [Ct / kWh] Alle Maßnahmen

	Aufschluss			Aufschluss	Aufarbeitung	Flex	Summe
Kosten	0,25			0,25	3,00	5,60	9,10
Leistung					2,00	4,60	6,60

Maßnahme	Input	Substratlager	Eintrag	Gärstrecke	GRL / Ausbring.	BHKW / Netz	Summe
							
Ist-Anlage							

	Input	Substratlager	Eintrag	Gärstrecke	GRL / Ausbring.	BHKW / Netz	Summe
Kosten	8,00	1,00	0,75	5,25	3,50	3,50	22,00
Einsparung	1,80				1,75	1,20	4,75

Zusammenfassung 500 kW - Anlage (Inbetriebnahme 2009):

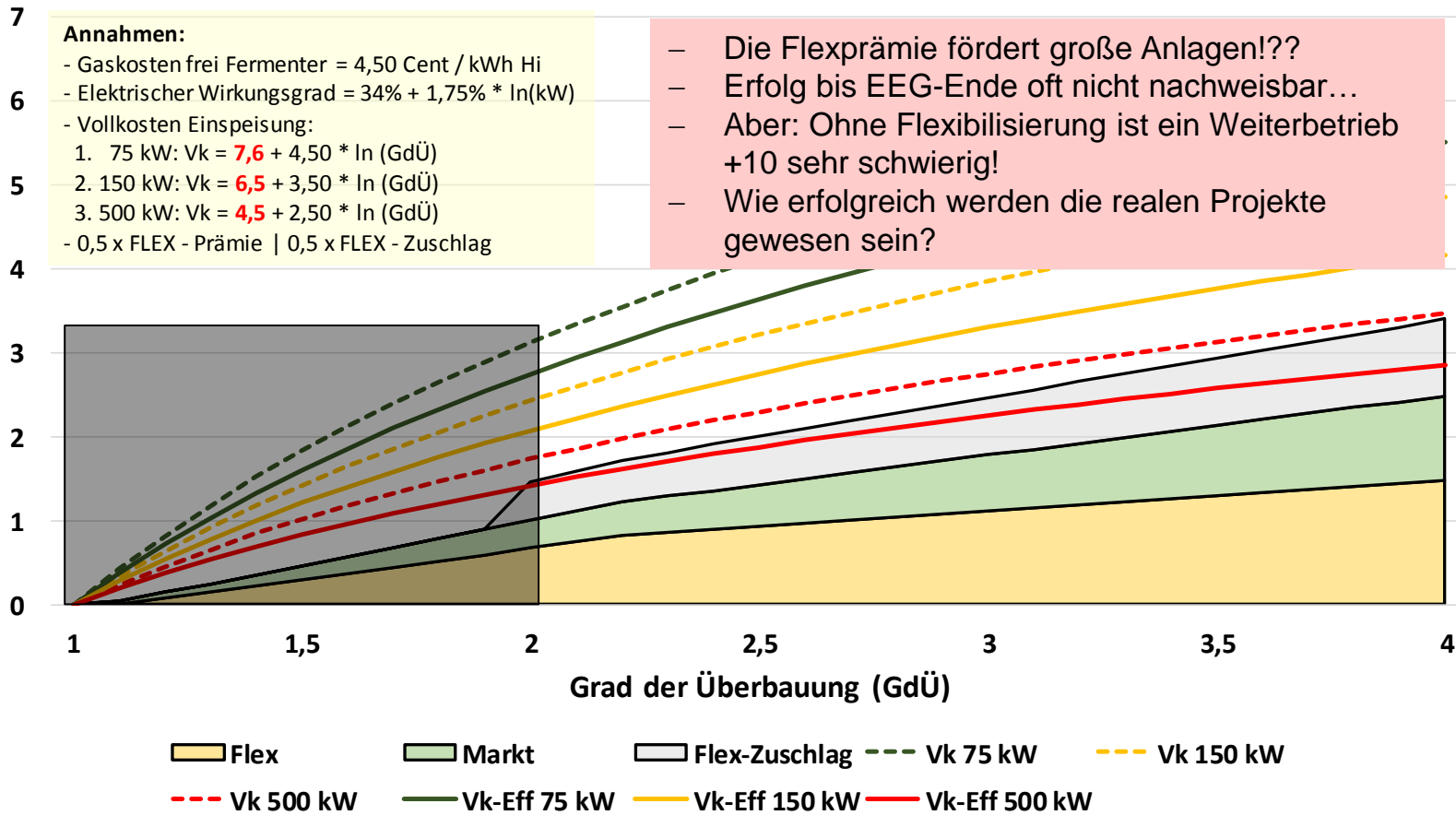
	Vor Maßnahme	Nach Maßnahme	Differenz	
Vergütung	19,83	26,43	6,60	
Vollkosten	22,00	26,35	4,35	(Inklusive Lohnkosten 7,5% Kapitalverzinsung)
Unternehmergewinn	-2,17	0,08	2,25	

Die gleichzeitige Beanspruchung von Effizienzvorteilen (hier Substrat) führt zu einem „Crowding-Out“ (Verdrängungseffekt)

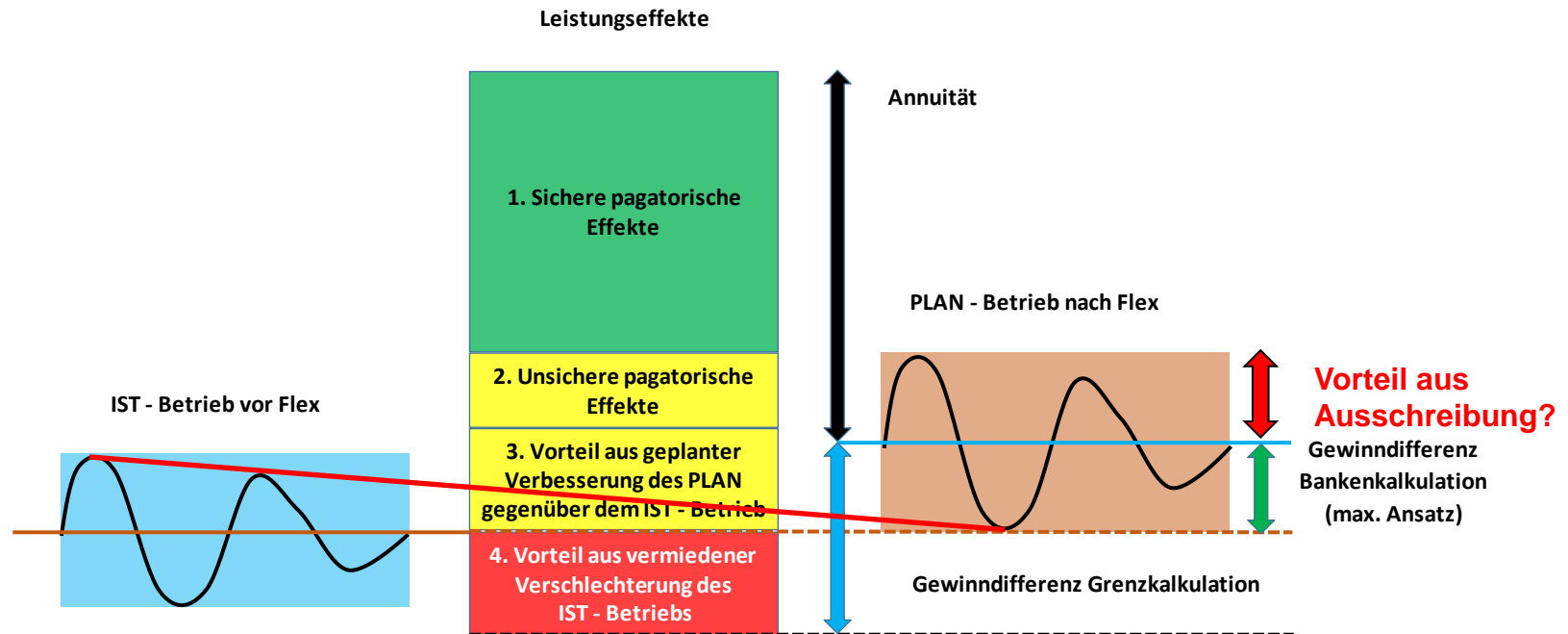
3. Größenabhängigkeit des Erfolgs

Mehrkosten der flexiblen Überbauung [Ct / kWh_{el}]

Vollkosten und effizienzreduzierte Vollkosten (20 Jahre)



4. Grenzkalkulation versus Bankensicht



Leistungseffekte

1. Flexibilitätsprämie (**pfändbar!**)
2. Mehrerlöse am Strommarkt, Mehrerlöse am Wärmemarkt
3. Saldo Leistung minus Kosten: Einsparung Substrat, Unterhaltung BHKW, Strom, Versicherung, Personal, ...
4. Vermiedene Kosten: Ersatz, Reparatur Alt – BHKW (aber: wäre es wirklich so schlecht gekommen und könnte Flex die Verschlechterung wirklich vermeiden?)

4. Prüfpunkte einer Flex - Auswertung

Prüfpunkt	Erläuterung	Erg.	KoKa ¹	0 - 1 J.	1 - 3 J.	3 - 10 J.
Investitionsplan	Existierte eine verbindliche Planungsrechnung? Kalkulationszeitraum 10 Jahre?					
Durchführung	Konnten die vereinbarten Termine eingehalten werden?					
Mengeneffekt	Erreichen der Höchstbemessungsleistung (Überschreiten?)				•	•••
Substrateinsparung	Höherer Wirkungsgrad. Werden die Werte eingehalten?	ja	•	•••		
Flexibilitätsprämie	Wurden die Bedingungen in jedem Jahr erfüllt (20% - Kriterium)	ja (?)		••		•
Fahrplan	Wurde der geplante Fahrplan eingehalten / verbessert?	ja (?)		•	••	•••
DV - Mehrerlöse	Summe aller Mehrerlöse über dem Monatsmittelwert	ja (?)		•	••	•••
Formaldehyd - Bonus	Kam der Bonus über alle 10 Jahre zum Tragen?			••		•
Saldo Wärmeerlöse	Konnte insgesamt mehr Wärme verkauft werden?				•	••
Saldo KWK - Bonus	Stromkennzahl und Wärmemenge		•		•	••
Ersparte Heizkosten	Spitzenbedarf reduziert durch saisonale Fahrweise?				•	•••
Annuität	Wurde der Kostenvoranschlag eingehalten?	+10%		•••		
Investitionslinie	Konnten Ersatzinvestitionen eingespart werden?		•••			•••
Unterhaltung Neu - BHKW	Wurden die versprochenen Wartungskosten eingehalten?		••	•	••	•••
Unterhaltung Alt - BHKW	Wurden die angenommenen Wartungskosten eingehalten?		•••		•	•••
Unterhaltung Rest	Wurden die angenommenen Unterhaltungskosten eingehalten?				•	•••
Sonstige Kosten	Strom, Personal, Gutachten, Versicherung wie geplant?	?	••	•	••	•

1) Koka = Kombinierte Kalkulation

5. Chancen: EEG und Ausschreibung

Annahmen für den flexiblen Weiterbetrieb + 10 Jahre		
Leistung 500 kW alt	stillgelegt 2028!	
Flexibler Zubau 2017/18: 1.800 kW	1.800	
Gasausbeute	110%	KTBL
Wirkungsgrad BHKW	42,5%	
Stromproduktion (Höchstbem.leistg.)	4.380.000	kWh
Anschlussinvestition (je kW Bem.leistung)	750.000	1.500 €/kW
- Übergabewert Altanlage	75.000	150 €/kW
- BHKW-Überholung	150.000	300 €/kW
- sonstige Technik	225.000	450 €/kW
- Zusatz GRL 2017/18 (50% Restwert)	225.000	450 €/kW
- Baulich/Planung	75.000	150 €/kW
Ø Nutzungsdauer (ND)	10,0	Jahre
Leistung	Total	Ct / kWh
Ausschreibungsgrundpreis (2026 _{max})	675.834	15,43
Flexibilitätszuschlag	72.000	1,64
Fahrplan / Regelenergie	54.750	1,25
Wärmeverkauf	43.800	1,00
Gesamt	846.384	19,32
Kosten	Total	Ct / kWh
Annuität (Ø ND; 3%)	90.181	2,06
Unterhaltung (RWU)	109.500	2,50
Substrat frei Fermenter inkl.Gärrest	359.747	8,21
Sonstiges Material (Öl, Zusatzstoffe)	27.500	0,63
Strom (7,5 % zu 18 Ct / kWh)	59.130	1,35
Personal + Beschickung	50.000	1,14
Sonstige Kosten (Vers., Gebühren, etc.)	45.000	1,03
Gesamt	741.058	16,92
Gewinn	105.326	2,40

Ration inkl. Beschickung	Menge [t]	Anteil	€/t	€/Jahr
Maissilage	5.445	41,6%	45,00	245.025
Grassilage	2.000	15,3%	38,00	76.000
Rindermist (eigen)	650	5,0%	1,50	975
Rindergülle (eigen)	5.000	38,2%	0,50	2.500
Summe (Ø) Substratkosten	13.095	100,0%	24,78	324.500
GRA aus Gülle und Mist	5.420	41%		
GRA ohne Gülle und Mist	5.549	42%	5,00	27.747
Belastetes Wasser	1.500	11%	5,00	7.500
Summe Gärrestausringung	12.469	95%	2,83	35.247

Auch mit Flexibilisierung ist es ein knappes Spiel!

Eine Fortführung des Anlagenbetriebs ohne Flexibilisierung wäre ein ökonomisches Desaster!

In dieser Musterkalkulation findet eine Nachinvestition für ein BHKW keinen Raum.

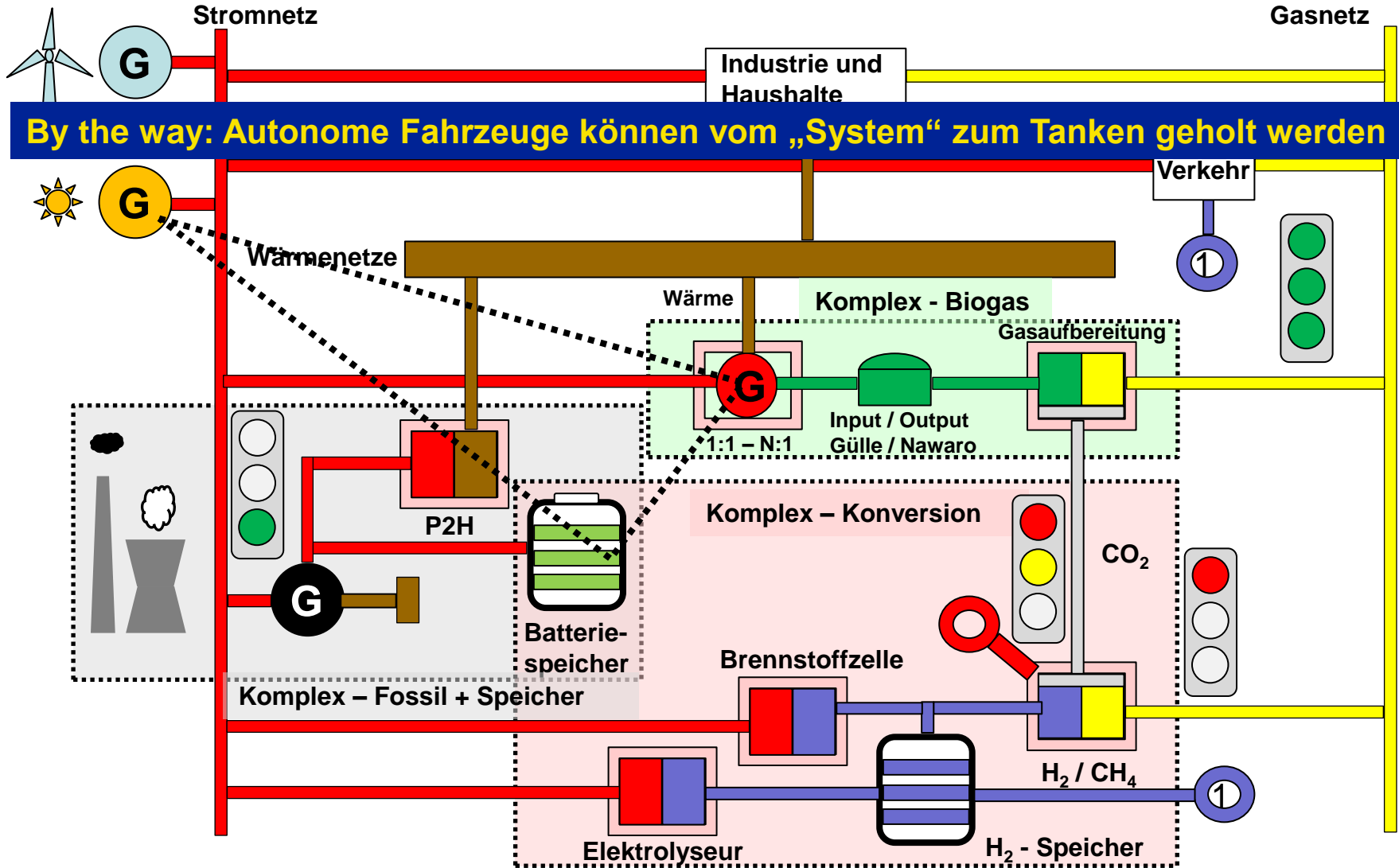
- $\frac{1}{2}$ des Bestandes hat nicht flexibilisiert,
- $\frac{1}{4}$ hat nicht ausreichend flexibilisiert,
- Nur $\frac{1}{8}$ hat perfekt flexibilisiert!

Ohne Erleichterungen in den Voraussetzungen sterben:

- Gasaufbereitungsanlagen (auf Wärmebasis)
- Große Gülleanlagen und Aufbereiter

Erste Anlagen starten außerhalb des EEG!

6. Folgen der Energiewende

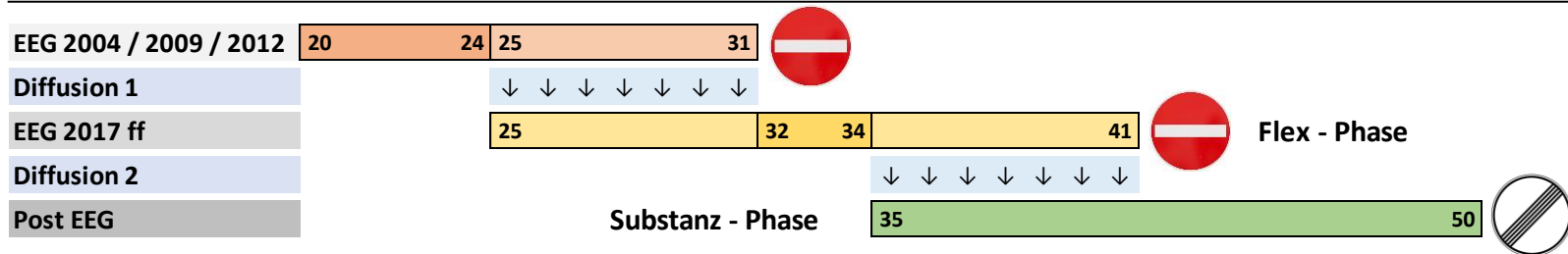


6. Folgen der Energiewende

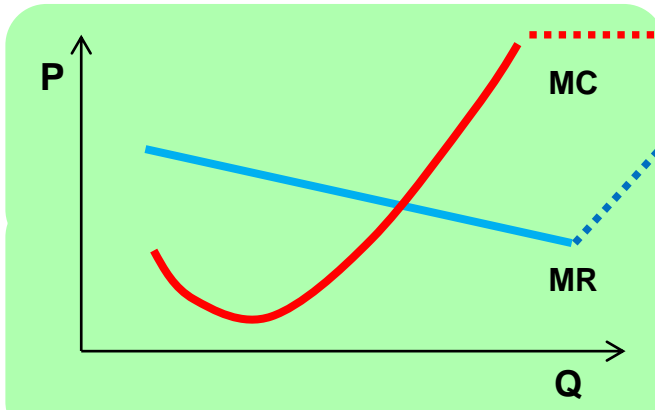
Worin besteht die Botschaft?

1. Die zukünftige Energieversorgung basiert auf Wind- und Sonnenstrom. Der Leistungsbedarf kann nur durch mehrfache Überbauung dargestellt werden.
2. Das zukünftige Stromnetz muss deshalb Energie insbesondere auch flexibel aufnehmen können. **Flexibel überbaute Biogasanlagen können nur flexibel einspeisen.**
3. Das zukünftige Energienetz benötigt weiterhin auch einen Anteil an „langer Flexibilität“ (Langzeitspeicher). **Biogas kann kurzfristig stark (Gasspeicher / BHKW), mittel- und langfristig schwach (Substratpuffer / Gärstrecke) flexibel fahren.**
4. Wenn Batteriespeicher nicht den gesamten Strom zwischenspeichern können, fallen weitere Konversionskosten an. Diese sind zu minimieren.
5. Wasserstoff könnte eine Kerntechnologie der Zukunft sein. Damit wäre ein Teil des Energieaufnahmeproblems gelöst (Elektrolyse im Großmaßstab). Flexible Einspeisung könnte z.B. über vorhandene Brennstoffzellen erfolgen (LKW – Flotte besteht in Deutschland aus 3 Mio. Fahrzeugen, das entspricht einer Leistung von rund **600 Gigawatt(?)**).
6. Das zukünftige Energiesystem könnte daher riesige Flexibilitätspotenziale aufweisen. Flexibilität verursacht aber in jedem Fall (Konversions-) Kosten.
7. Die Allokation des Stromes zu den verschiedenen Nutzungspfaden muss über einen funktionierenden Markt erfolgen, dessen Eckpunkt der volatile Strompreis bildet!
Die Energiewende hängt am Strommarktdesign!

6. Aufgaben von Biogas



1. **Vergärung von Wirtschaftsdünger zur**
 - Reduzierung der Gesamtemissionen
 - Verbesserung der Ausbringungseigenschaften
 - Gegenfinanzierung der Transportkosten
2. **Vergärung von Nachwachsenden Rohstoffen zum Betrieb**
 - hocheffizienter Kraft / Wärme – Anlagen
 - von Gasaufbereitungsanlagen
3. **Kooperation mit anderen Akteuren im Bereich**
 - Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (?)
 - Herstellung von Ausgangsstoffen für die Chemie (?)
4. **Bereitstellung flexibel erzeugten Stromes**
 - in starker Überbauung bis Ende der 2020er
 - in schwacher Überbauung danach



Landwirtschaftskammer
Niedersachsen

**Nach dem Spiel ist vor
dem Spiel – nur die
Regeln ändern sich!**

***Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit!***

Kontakt:

Peter Schünemann-Plag
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Außenstelle Verden
Lindhoooper Straße 61
27283 Verden

Tel.: 0 42 31 / 9276-11

E-Mail: Peter.Schuenemann-Plag@LWK-Niedersachsen.de